



VNiVERSiDAD D SALAMANCA

TESIS DOCTORAL

LA REGULACIÓN DE LOS BIOCARBURANTES EN BRASIL, ESTADOS UNIDOS Y LA UNIÓN EUROPEA. UN ANÁLISIS ECONÓMICO E INSTITUCIONAL.

PRESENTADA POR

JORGE ERNESTO RODRÍGUEZ MORALES

ANTE EL DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA DE LA UNIVERSIDAD DE SALAMANCA PARA LA OBTENCIÓN
DEL GRADO DE DOCTOR, BAJO LA DIRECCIÓN DEL PROF. DR. FERNANDO RODRÍGUEZ LÓPEZ.

MAYO, 2014

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE GRÁFICOS Y TABLAS	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL MERCADO DE LOS BIOCARBURANTES	13
I.1. Panorama general del mercado de carburantes en el transporte rodado.....	13
I.1.1. El petróleo como fuente no renovable de energía primaria	15
I.1.2. Breve panorámica de la evolución del mercado internacional del petróleo	18
I.1.3. El coste del petróleo.....	24
I.1.4. El petróleo en el mercado mundial de la energía: Tendencias actuales	31
I.1.5. Características del mercado de productos energéticos para el transporte rodado.....	50
I.1.5.1. Demanda de carburantes como una demanda derivada.....	53
I.1.5.2. Impuestos a los carburantes en el mercado del transporte rodado.....	58
I.1.6. Mercado de carburantes para el transporte y emisiones de CO ₂	64
I.1.6.1. Emisiones Globales de CO ₂ : Tendencias globales	67
I.1.6.2. Emisiones de CO ₂ en el transporte.....	71
I.2. El mercado de biocarburos	78
I.2.1. Los Biocarburos como energías renovables para el transporte	78
I.2.2. Tendencias en el mercado de biocarburos a nivel global	82
I.2.2. El Mercado del etanol carburante.....	90
I.2.2.1. Etanol carburante: Definición y características	90
I.2.2.1.1. Materias primas para la producción de etanol carburante.....	91
I.2.2.1.2. Procesos tecnológicos para la conversión de la biomasa en etanol carburante	92
I.2.2.2. El mercado mundial del etanol carburante.....	94
I.2.2.2.1. Producción mundial de etanol carburante	95
I.2.2.2.2. Consumo mundial de etanol carburante.....	97
I.2.2.2.3. Comercio Internacional de etanol carburante	100
I.2.2.3. Materias primas para la producción de etanol carburante	105
I.2.2.3.1. Cultivos Azucareros	108
I.2.2.3.2. Cereales	115
I.2.2.3.3. Granos Secundarios.....	117
I.2.2.3.4. Maíz	120
I.2.2.3.5. Trigo.....	122
I.2.3. El mercado de biodiesel	127
I.2.3.1. El Biodiesel: Características y Definición.....	127
I.2.3.1.1. Insumos para la producción de biodiesel	130
I.2.3.1.2. Procesos de conversión de la biomasa para la producción de biodiesel.....	131
I.2.3.2. El mercado mundial del biodiesel.....	135

I.2.3.2.1. Producción mundial de biodiesel	136
I.2.3.2.2. Consumo de Biodiesel	139
I.2.3.2.3. Comercio internacional de Biodiesel	142
I.2.3.3. Materias primas para la producción de biodiesel.....	147
I.2.3.3.1. El aceite vegetal.....	147
I.2.3.3.3. Consumo de aceite vegetal	153
I.2.3.3.3. Comercio Internacional de aceite vegetal.....	155

CAPÍTULO II..... 162

ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DEL MERCADO DE BIOCARBURANTES EN BRASIL 162

II.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al uso del etanol carburante hasta el lanzamiento del Programa Nacional del Alcohol164

II.1.1. La Intervención Estatal en el sector azucarero y la aparición del etanol carburante como alternativa de sustitución energética en el transporte: (1933-1946).....	166
II.1.1.1. El etanol carburante durante los problemas de suministro de petróleo en Brasil durante la segunda guerra mundial.....	172
II.1.3. La política de reducción de costes energéticos y el uso del etanol carburante desde la posguerra hasta la crisis energética de los años 1970s	175
II.1.3.1. La política de economía energética basada en el petróleo	178
II.1.3.2. La política de minimización del uso del etanol carburante hasta el lanzamiento del PNA.....	180
II.1.4. Perspectiva de la política energética vinculada al etanol carburante antes del Plan Nacional del Alcohol.....	184

II.2. Análisis de la evolución de la regulación de los biocarburos desde el Programa Nacional del Alcohol hasta la actualidad188

II.2.1. El lanzamiento del PNA y el desarrollo del mercado del etanol carburante desde los 1970s	189
II.2.1.1. Primera fase: La expansión de la oferta de etanol carburante.....	190
II.2.1.1.1. Incentivos financieros a la producción de etanol	192
II.2.1.1.2. Instrumentos para garantizar la compra del etanol a los productores	193
II.2.1.1.3. Obligaciones de mezcla de etanol anhidro con gasolina	194
II.2.1.1.4. Subsidios redistributivos para la producción de etanol	195
II.2.1.2. La Segunda fase del PNA: La expansión de la demanda de etanol carburante y los vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado (VCEE).	197
II.2.1.2.1. La expansión de la demanda y los vehículos de consumo exclusivo de etanol (VCEE)	197
II.2.1.2.2. Desarrollo de la red de financiamiento público para la producción de etanol	201
II.2.1.2.3. Subsidios para el establecimiento de reservas y el rol de la PETROBRAS en el despliegue del etanol.....	202
II.2.1.3. Regulación y mercado del etanol durante el PNA	205
II.2.2. Desestructuración del PNA e inestabilidad del suministro interno de etanol carburante.....	208
II.2.2.2. Medidas de reajuste	211
II.2.2.2.1. Etanol anhidro	212
II.2.2.2.2. Etanol hidratado	213
II.2.2.2.3. Azúcar	214
II.2.2.3. El SINEC y establecimiento de reservas estratégicas de etanol.....	215
II.2.2.4. Penalidades contra el comercio ilegal de etanol	216
II.2.2.5. Desestructuración del PNA y mercado del etanol	216

II.2.3. Desregulación económica y crisis del mercado de biocarburantes durante los 1990s.....	218
II.2.3.1. Proceso de liberalización de precios del etanol durante los 1990s.....	219
II.2.3.1.1. La gradual liberación de precios en el sector sucro-alcoholero	220
II.2.3.1.2. Liberación y reorganización industrial.....	221
II.2.3.2. Medidas de apoyo al sector durante la liberalización del mercado	223
II.2.3.2.1. Incremento de los mandatos de mezcla.....	224
II.2.3.2.2. Pagos a los productores.....	224
II.2.3.2.3. Ayudas a la comercialización de etanol hidratado carburante	225
II.2.3.2.4. Evolución de la política de subsidios cruzados de PETROBRAS.....	227
II.2.3.2.5. Subsidios para la equiparación de los costes de producción de la caña de azúcar.....	227
II.2.3.3. Descentralización y nueva gobernanza para el sector energético y el etanol carburante	228
II.2.3.4. Desregulación y mercado de etanol	231
II.2.4. La resurrección del mercado del etanol hidratado y el surgimiento del biodiesel en la regulación actual de los biocarburantes en la década del 2000.....	234
II.2.4.1. El nuevo marco institucional para la política agro-energética.....	235
II.2.4.2. La dimensión ambiental de la promoción de los biocarburantes en Brasil en la política energética	238
II.2.4.2.1. La ley brasileña para la Política Nacional sobre el Cambio Climático y los biocarburantes ..	240
II.2.4.3. Principales Instrumentos para el fomento del etanol carburante durante este periodo.....	243
II.2.4.3.1. Incentivos fiscales a la producción de vehículos de consumo flexible-“Flex fuel”	243
II.2.4.3.2. Incentivos fiscales a la comercialización y transporte de etanol: la CIDE	247
II.2.4.3.3. Incentivos fiscales en el pago de otros tributos federales (PIS/ PASEP-COFINS)	249
II.2.4.4. Obligaciones de mezcla de etanol anhidro y gasolina.....	253
II.2.4.4. Subvenciones estatales al etanol carburante	254
II.2.4.4.1. Subvenciones al precio y al transporte del etanol carburante: “La ley del etanol”	254
II.2.4.4.2. Subvenciones al I+D.....	255
II.2.4.4.3. Incentivos financieros a la producción	256
II.2.4.5. Mercado y regulación en la actualidad	257
II.2.5. Síntesis de la regulación del mercado de etanol carburante en Brasil, desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad	259
II.2.6. El Biodiesel en la Matriz energética Brasileña.....	265
II.2.6.1. Antecedentes.....	265
II.2.6.2. Instrumentos aplicados para la promoción del biodiesel en Brasil	269
II.2.6.2.1. Mandatos de mezclas obligatorios de biodiesel con petróleo diésel.....	269
II.2.6.2.2. El Sello de combustible social.....	270
II.2.6.2.3. Las subastas para la adquisición de biodiesel.....	271
II.2.6.2.4. Incentivos fiscales para el biodiesel	275
II.2.6.3. Regulación y mercado de Biodiesel	277
II.2.7. Perspectiva de la evolución de la regulación del mercado de biocarburantes en Brasil desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad	281

CAPÍTULO III 285

ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN DEL MERCADO DE BIOCABURANTES EN EEUU .. 285

III.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al desarrollo de los biocarburantes en EEUU	287
III.1.1. Una política energética basada en la promoción del petróleo y el gas- 1918 a 1970 y la evolución de la agroindustria vinculada a los biocarburantes durante este periodo	287

III.1.1.1. Biocarburantes, política y mercado agrícola durante este periodo.....	289
III.1.2. La política energética, medioambiental y las energías alternativas durante los 1970s y 1980s.....	295
III.1.2.1. La política de control de precios del petróleo	298
III.1.2.2. Reducción de los subsidios a la industria del petróleo y el inicio de la promoción a nivel Federal de las energías alternativas, renovables y de los biocarburantes	299
III.1.2.3. Repliegue de la política energética y los biocarburantes durante los años 1980s	302
III.1.2.4. Panorama de la política agrícola y los biocarburantes durante los años 1970s y 1980s.....	304
III.1.3. Política energética, cambio climático y la bioenergía durante los 1990s:	307
III.1.3.1. Panorama de la política agrícola y los biocarburantes durante los años 1990s.....	311
III.1.4. Convergencia entre los mercados de energéticos y agrícolas: El incremento de la promoción de renovables y biocarburantes desde el año 2000.....	315
III.1.4.1. El “Santo Grial” de la independencia energética y rol del Etanol carburante	316
III.1.4.2. Limitaciones a la discrecionalidad de la política agrícola estadounidense y su relación con la expansión de los biocarburantes en la actualidad.....	319
III.4.2.1. Racionalidad de las ayudas vinculadas a los cultivos energéticos.....	319
III.4.2.2. Restricciones a las ayudas que distorsionan el comercio y su relación con la expansión de los biocarburantes en EEUU.....	322
III.1.4.3. La respuesta oportuna: La política de expansión de la agricultura hacia los mercados de energía	326
III.4.3.1. Políticas multisectoriales de expansión de lo biocarburantes en la década del 2000.....	326
III.4.3.2. Política agrícola de ayudas en favor de los biocarburantes	330
III.1.5. Política agro-energética en EEUU: Retrospectiva y análisis	337
III.2. Análisis de los principales Instrumentos usados para la promoción del mercado de biocarburantes en EEUU	341
III.2.1. Obligaciones de consumo de carburantes renovables: “ <i>The Renewable Fuel Standard-RFS</i> ” y otros Instrumentos de mando y control.....	343
III.2.1.1. Antecedentes: El uso del etanol para la protección ambiental: “The Clean Air Act y la regulación para el uso de oxigenantes en la gasolina”	343
III.2.1.2. El Estándar de Carburantes Renovables de 2005: “Renewable Fuel Standard- RFS1”	347
III.2.1.3. La “Energy Independent and Security Act-EISA” del 2007 y el giro regulatorio para el nuevo estándar RFS2	352
III.2.1.3.1. El establecimiento de nuevas categorías y cuatro nuevos RFS2 para diferenciar las obligaciones de uso de combustibles renovables	353
III.2.1.3.2. La inclusión de nuevas definiciones de biomasa renovable basadas en la clase de materia prima y las restricciones en el uso de la tierra	355
III.2.1.3.3. El incremento de los mandatos de los volúmenes de uso de combustibles renovables y la extensión del marco temporal para la aplicación de las obligaciones de uso.....	355
III.2.1.3.4. Los nuevos umbrales mínimos de control de emisiones de GEI aplicados a las nuevas categorías de combustibles renovables	358
III.2.1.3.5. Implementación del RFS-2.....	362
III.2.1.4. Panorama de los instrumentos de mando y control aplicados a nivel Estatal	369
III.2.1.5. Otros instrumentos de mando y control vinculados al uso de biocarburantes.....	371
III.2.2. Instrumentos económicos en la forma de Incentivos fiscales para la promoción de los biocarburantes en EEUU.....	374
III.2.2.1. Evolución de los principales incentivos fiscales aplicados sobre los carburantes alternativos ...	376
III.2.2.2. Principales incentivos fiscales aplicados para el fomento de los biocarburantes en EEUU.....	379
III.2.2.2. 1. El Crédito fiscal Volumétrico sobre el Impuesto Selectivo, aplicado al Etanol Carburante: “VEETC”	380

III.2.2.2. 2. El crédito fiscal volumétrico sobre impuesto selectivo aplicado al biodiesel: “VBETC”	383
III.2.2.2. 3. El Crédito Volumétrico para Combustibles Alternativos	384
III.2.2.2. 4. Los créditos fiscales aplicables contra el Impuesto a la Renta	385
III.2.2.2. 4.1. El crédito contra el impuesto a la renta para el alcohol carburante	386
III.2.2.2. 4.2. El Crédito contra el impuesto a la renta para el biodiesel	390
III.2.2.2. 4.3. El crédito contra el impuesto a la renta para el Diésel Renovable	392
III.2.2.2.5. Otros beneficios fiscales	392
III.2.2.2.6. Panorama de los incentivos fiscales para la promoción de biocarburantes a nivel Estatal	395
III.2.3. Otros Incentivos económicos en forma de Ayudas del Estado para el fomento de los biocarburantes en EEUU	400
III.2.3.1. Antecedentes	400
III.2.3.2. Panorama de los principales tipos de ayudas federales no fiscales	405
III.2.3.2.1. Ayudas relacionadas con la Investigación, Desarrollo e Implementación comercial de biocarburantes (I+D+I)	406
Fuente: Elaboración propia a partir de distintas leyes Federales de EEUU	415
III.2.3.2.2. Principales ayudas federales vinculadas a la producción de biocarburantes avanzados, materias primas, infraestructura y para el desarrollo de otros productos de base biológica	415
III.2.3.2.3. Ayudas vinculadas a la demanda de biocarburantes y otros carburantes renovables	424
III.2.3.2.4. Ayudas indirectas a través de la política agraria	438
III.2.3.2.5. Panorama de las ayudas a nivel estatal	441
III.2.4. Medidas vinculadas al Comercio Internacional de biocarburantes	444
III.2.4.1. Barreras arancelarias	445
III.2.4.2. Tratados comerciales preferenciales que regulan el comercio internacional de biocarburantes	446
III.2.4.3. Barreras no arancelarias	450
III.2.5. Regulación del mercado de biocarburantes en EEUU: síntesis y análisis global	453

CAPÍTULO IV: 459

LA REGULACIÓN DE LOS BIOCARBURANTES EN LA UNIÓN EUROPEA 459

IV.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al desarrollo de los biocarburantes en la UE 461

IV.1. La política energética petrolera durante la posguerra y su relación con los biocarburantes hasta antes de la crisis del petróleo	461
IV.1.1.1. La exclusión de los mercados agrícolas del GATT y el origen de la protección de la agricultura en Europa con la PAC	465
IV.1.2. Los biocarburantes y la lenta desfragmentación de la política energética europea en materia de hidrocarburos	469
IV.1.3. La política medioambiental europea, mercado común y la perspectiva de los biocarburantes en un periodo de bajos precios del petróleo	472
IV.1.4. Biocarburantes y las negociaciones multilaterales para la liberalización del comercio agrícola tras la Ronda de Uruguay	478
IV.1.4. El repunte de los precios del petróleo, y el afianzamiento del impulso a los biocarburantes durante la década del 2000	483
IV.1.4.1. Dependencia y seguridad energética en el sector de los hidrocarburos de la UE	483
IV.1.4.2. Diversificación de fuentes de energía en el transporte y biocarburantes	485
IV.1.4.3. Los biocarburantes como energías renovables en el transporte y los compromisos medioambientales de la UE	487

IV.1.4.3.1. El compromiso medioambiental de la UE	487
IV.1.4.3.2. Biocarburantes como energías renovables para el transporte	491
IV.1.4.3. La promoción biocarburantes como estrategia económica de desarrollo rural de la UE.....	495
IV.1.4.3.1.Desarrollo rural, empleo y biocarburantes	495
IV.1.4.3.2. I+D y competitividad de la industria de biocarburantes	497
IV.1.4.4. Los Biocarburantes y su relación con las reformas de la PAC.....	500
IV.1.4.4.1. Proceso de reforma de la PAC y los biocarburantes desde el año 2000	501
IV.1.4.4.2. La PAC y el mercado de biocarburantes: Síntesis.....	507
IV.2. Instrumentos para la promoción de los biocarburantes en la UE	512
IV.2.1. Instrumentos de mandato y control: Establecimiento de objetivos de consumo mínimo de biocarburantes en la Unión Europea.....	514
IV.2.1.1. Antecedentes.....	516
IV.2.1.2. La Directiva 2003 y unos objetivos mínimos “indicativos” de cuotas de consumo de biocarburantes para los Estados Miembros	517
IV.2.1.3. Cuotas vinculantes de biocarburantes y otras energías renovables para el transporte rodado: la Directiva 2009/28/EC.....	520
IV.2.1.4. Panorama de las obligaciones de consumo mínimo de biocarburantes en los Estados miembros de la UE	522
IV.2.2. Instrumentos económicos en la forma de incentivos Fiscales para la promoción de los biocarburantes en la UE	536
IV.2.2.1. Antecedentes	538
IV.2.2.2. La Directiva para la Imposición energética 2003/96/CEE.....	542
IV.2.2.2.1. Los incentivos de la Directiva 2003/96/CEE y los Biocarburantes	544
IV.2.2.4. ¿Un nuevo marco fiscal para la energía y los biocarburantes?.....	546
IV.2.2.3. Los Incentivos fiscales para la promoción de los biocarburantes en los Estados Miembros ..	549
IV.2.3. Instrumentos económicos en forma de Ayudas del Estado para la promoción de los biocarburantes en la Unión Europea	557
IV.2.3.1. Antecedentes.....	560
IV.2.3.2. La protección Ambiental y las ayudas estatales para promover las energías limpias en la UE .	561
IV.2.3.2. La Justificación de las Ayudas Estatales para proteger el medioambiente: El Análisis económico de la Comisión Europea	562
IV.2.3.3. Tipos de ayudas aplicables al desarrollo de los biocarburantes	565
IV.2.3.3. Ayudas de la UE vinculadas a la Política Agrícola Común.....	568
IV.2.3.4. Ayudas de la UE para la inversión en I+D+I	574
IV.2.3.5. Las ayudas estatales para la promoción de los biocarburantes en los países Miembros	582
IV.2.4. Instrumentos que afectan el mercado internacional de biocarburantes	588
IV.2.4.1. Los biocarburantes y la política comercial de la UE.....	589
IV.2.4.1. Acuerdos preferenciales de la UE y comercio internacional de biocarburantes.....	594
IV.2.4.4. Barreras económicas al comercio internacional de cultivos energéticos.....	598
IV.2.4.5. Barreras técnicas al comercio internacional de biocarburantes: Los Criterios de Sostenibilidad en la Regulación de la UE.....	600
IV.2.4.5.2. La Certificación medioambiental y los biocarburantes	601
IV.2.4.5.3. La solución de la UE: La certificación de criterios de sostenibilidad ambiental	602
IV.2.4.5.3.1. Los criterios de sostenibilidad en la Directiva para el fomento del uso de energías renovables, Directiva 2009/287CE	603
IV.2.5. Regulación del mercado de biocarburantes en la UE: Análisis global y síntesis del modelo europeo de promoción.....	606

CAPÍTULO V:..... 612**ANÁLISIS EMPÍRICO DE LOS DETERMINANTES DE LA EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS DE BIOCARBURANTES EN BRASIL, EEUU Y LA UE..... 612****V.1. Análisis longitudinal comparado de los principales factores vinculados al desarrollo del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE.615**

V.1.1. Política agro-energética y biocarburantes desde principios del siglo XX hasta el fin de la Segunda Guerra Mundial	615
-Brasil	616
-EEUU	619
-UE	621
V.1.2. Política agro-energética y biocarburantes desde la post guerra hasta la primera crisis del petróleo .	622
-Brasil	622
-EEUU	624
-La UE.....	626
V.1.3. Política energética y biocarburantes desde las crisis del petróleo hasta la caída de precios a mediados de los años 1980s	629
-Brasil	629
-EEUU	632
-La UE.....	633
V.1.4. Periodo 4: Estabilidad de los mercados del petróleo y biocarburantes hasta fines del siglo XX.	634
-Brasil	635
-EEUU	636
-La UE.....	638
V.1.5. Repunte de los precios del petróleo y desarrollo de la industria de biocarburantes desde comienzos del siglo XXI	643
-Brasil	644
-EEUU	646
-La UE.....	648

V.2: Análisis empírico de los determinantes del desarrollo del mercado de biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE652

V.2.1. Marco analítico para el estudio de la evolución de los mercados y la regulación económica de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE.....	652
V.2.1.1. El coste de oportunidad del sector agroindustrial.....	653
V.2.2. El coste político de oportunidad del gobierno	657
V.2.3. El coste de oportunidad del consumidor final de carburantes.....	658
V.2.4. Síntesis y Marco analítico	661
V.2.2. Hipótesis y Contrastación empírica.....	663
V.2.2.1. Desarrollo de las Hipótesis e Interpretación de los datos	664
V.2.2.2. Análisis de intervención de series temporales	666
V.2.3. Análisis empírico de la regulación del mercado biocarburantes en Brasil.....	670
V.2.3.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil.....	670
V.2.3.2. Contrastación Empírica de la hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil	685
V.2.3.2. Hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil	689
V.2.3.3. Contrastación empírica de la hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil.	697

V.2.4. Análisis empírico de la regulación del mercado de biocarburantes en EEUU.....	700
V.2.4.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU.....	700
V.2.4.2. Contrastación empírica de las hipótesis sobre la producción de etanol carburante en EEUU.....	712
V.2.4.3. Hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en EEUU.....	715
V.2.4.4. Contrastación empírica de las hipótesis sobre el consumo de etanol carburante en EEUU.....	725
V.2.5. Análisis empírico de la regulación del mercado de biocarburantes en la UE.....	729
V.2.5.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE.....	729
V.2.5.2. Contrastación empírica de las hipótesis sobre la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE.....	736
V.2.5.4. Hipótesis sobre el desarrollo de consumo de etanol carburante y biodiesel en la UE.....	741
V.2.5.3. Contrastación empírica de las hipótesis sobre el desarrollo del consumo de biocarburantes en la UE.....	746
CONCLUSIONES.....	751
BIBLIOGRAFÍA.....	767
ANEXOS.....	795
Anexos Capítulo II.....	795
Anexos Capítulo III.....	801
Anexos Capítulo IV.....	817
Anexos Capítulo V.....	820

Índice de Gráficos y Tablas

Capítulo I

Gráficos

Gráfico I – 1: Evolución de la demanda mundial de petróleo.....	14
Gráfico I – 2: Evolución de la producción mundial de crudo	16
Gráfico I – 3: Importaciones como parte de la demanda de crudo en la OCDE (Kt)	22
Gráfico I – 4: Demanda de petróleo AIE y OPEP	23
Gráfico I – 5: Precios del petróleo y PIB	24
Gráfico I – 6: Cambio porcentual en el consumo de petróleo, Suministro total de energía primaria y PIB en la OCDE	25
Gráfico I – 7: Evolución de la demanda mundial de crudo por regiones Kt/año	28
Gráfico I – 8: Reservas probada de petróleo (Miles de millones de barriles).....	28
Gráfico I – 9: Autosuficiencia energética relativa al petróleo al 2011 (regiones).....	29
Gráfico I – 10: Suministro total de energía primaria en el mundo por combustibles	31
Gráfico I – 11: Principales productores de fuentes de energía primaria en el mundo.....	32
Gráfico I – 12: Consumo total en energía primaria por países	33
Gráfico I – 13: Consumo final de energía por sectores en el mundo.....	34
Gráfico I – 14: Evolución de la autosuficiencia energética por fuente primaria de energía en la OCDE	34
Gráfico I – 15: Índice de autosuficiencia energética en EEUU y Europa (producción energética /TPES)	35
Gráfico I – 16: Comparación del consumo total de energía primaria en la OCDE en 1971 y 2012	36
Gráfico I – 17: Producción nacional y consumo final de petróleo en EEUU y Europa (Mtpe)	36
Gráfico I – 18: Importaciones netas de energía primaria en la OCDE por combustible (Mtpe)	37
Gráfico I – 19: Relación entre el consumo final de petróleo y el consumo de petróleo en el transporte rodado en la OCDE	38
Gráfico I – 20: Consumo de petróleo en el transporte como parte del consumo total del petróleo en EEUU y Europa	38
Gráfico I – 21: Importaciones como parte del consumo final de petróleo en EEUU (Mtpe).....	39
Gráfico I – 22: Importaciones como parte del consumo final de petróleo en Europa (Mtpe)	39
Gráfico I – 23: Suministro total de energía primaria en Latinoamérica.....	40
Gráfico I – 24: Autosuficiencia energética en Latinoamérica por tipo de combustible.....	40
Gráfico I – 25: Distribución del consumo de petróleo y otras fuentes de energía en Latinoamérica por sectores.....	41
Gráfico I – 26: Consumo de petróleo en el transporte en Latinoamérica	42
Gráfico I – 27: Autosuficiencia energética en Brasil	42
Gráfico I – 28: Evolución del consumo de petróleo en el transporte en Brasil (Mtpe).....	43
Gráfico I – 29: Evolución de las importaciones y el consumo de petróleo en Brasil	43
Gráfico I – 30: Evolución del Suministro total de energía primaria en Asia	44
Gráfico I – 31: Evolución del consumo de petróleo en Asia	45
Gráfico I – 32: Suministro total de energía primaria en Europa no-OCDE y Eurasia	46

Gráfico I – 33: Evolución del consumo de petróleo en el transporte en la región NO-OCDE y Eurasia (Mtpe)	46
Gráfico I – 34: Suministro total de energía primaria en Medio Oriente.....	47
Gráfico I – 35. Evolución del consumo de petróleo en el sector del transporte en la región del Medio Oriente (Mtpe)	48
Gráfico I – 36: Suministro total de energía primaria en África	49
Gráfico I – 37. Evolución del consumo de petróleo en el sector del transporte en la región de África.....	49
Gráfico I – 38: Producción mundial de productos derivados del petróleo (Mtpe).....	51
Gráfico I – 39: Consumo mundial de productos derivados del petróleo (Mtpe).....	51
Gráfico I – 40: Evolución de la demanda de gasolina en el mundo	52
Gráfico I – 41 : Evolución de la demanda de diésel	52
Gráfico I – 42: Demanda de Gasolina y Diésel en EEUU y Europa (1000 toneladas métricas)	54
Gráfico I – 43: Evolución de la demanda de productos derivados del petróleo en Brasil	55
Gráfico I – 44	57
Gráfico I – 45: Proporción de los impuestos sobre el precio final de la gasolina sin plomo (%) (OCDE)	58
Gráfico I – 46: Fiscalidad comparada del uso de productos energéticos por sector en razón del contenido energético en la OCDE. (Tasa impositiva= €/GJ).....	59
Gráfico I – 47: Fiscalidad comparada del uso de productos energéticos por sector en razón del contenido de carbono en la OCDE. (Tasa impositiva= €/Ton-CO ₂).....	60
Gráfico I – 48: Tasas fiscales efectivas en razón del contenido energético: Gasolina y Diésel usados en el transporte rodado.....	62
Gráfico I – 49: Tasas fiscales efectivas en razón del contenido de CO ₂ : Gasolina y Diésel usados en el transporte rodado.....	63
Gráfico I – 50: Emisiones de Gases de efecto invernadero en el sector de la energía	64
Gráfico I – 51: Tendencias de las emisiones de CO ₂ originadas por el uso energético de combustibles fósiles.	65
Gráfico I – 52: evolución de las emisiones de CO ₂ por combustible fósil (Mt de CO ₂).....	67
Gráfico I – 53: Variación de las emisiones de CO ₂ por uso de combustibles entre 1990 y 2011	69
Gráfico I – 54: Principales emisores de CO ₂ por países (Millones de Toneladas de CO ₂).....	70
Gráfico I – 55: Emisiones de CO ₂ por sectores (Mt de CO ₂).....	72
Gráfico I – 56: Emisiones mundiales de CO ₂ a causa de la combustión de petróleo (Mt de CO ₂).....	73
Gráfico I – 57: emisiones de CO ₂ en el sector del transporte: Región OCDE Vs. Región No-OCDE	74
Gráfico I – 58: Emisiones de CO ₂ en el sector del transporte por países	74
Gráfico I – 59: Energías renovables en la matriz energética global en 2011	79
Gráfico I – 60: Distribución de los biocarburantes en la matriz de energías renovables en 2011	79
Gráfico I – 61: Porcentaje de la contribución de las energías renovables al suministro total de energías primaria por regiones en 2011	80
Gráfico I – 62: Suministro de energías renovables por sectores	80
Gráfico I – 63: Tasa anual de crecimiento de las energías renovables desde 1990 a 2011.....	81
Gráfico I – 64: Efectos de la variación de los precios del petróleo en los precios de los biocarburantes e insumos agroindustriales	85
Gráfico I – 65: Producción mundial de etanol carburante y biodiesel (Mbd).....	86
Gráfico I – 66: Producción de biocarburantes por regiones (Mtpe).....	87
Gráfico I – 67: Redistribución del consumo de biocarburantes a nivel mundial	88

Gráfico I – 68: Cuotas de biocarburantes en el mercado del transporte rodado en los principales países productores.....	89
Gráfico I – 69: Flujos de las rutas principales tecnológicas para la obtención de etanol carburante ..	94
Gráfico I – 70: Redistribución de la producción mundial de etanol carburante.....	96
Gráfico I – 71: Consumo global de etanol carburante	98
Gráfico I – 72: Principales países consumidores de etanol.....	99
Gráfico I – 73: Comercio neto de etanol y previsiones futuras de expansión.	102
Gráfico I – 74	103
Gráfico I – 75: Matriz de cuotas de las materias primas para la producción de etanol carburante	105
Gráfico I – 76: Precios de los cultivos y productos relacionados con la producción de etanol carburante de primera generación	107
Gráfico I – 77: Panorama actual del mercado mundial de azúcar	108
Gráfico I – 78: Sobreproducción mundial de azúcar	110
Gráfico I – 79: principales productores mundiales de azúcar.....	112
Gráfico I – 80: Principales consumidores mundiales de azúcar.....	113
Gráfico I – 81: Comercio Internacional del azúcar 2012 (Mtm).....	114
Gráfico I – 82: Principales usos de la producción mundial de cereales (millones de toneladas)	116
Gráfico I – 83: Principales usos de los granos secundarios a nivel global.....	117
Gráfico I – 84: Principales exportadores mundiales de granos secundarios (miles de toneladas métricas)	119
Gráfico I – 85: principales exportadores mundiales de maíz.....	122
Gráfico I – 86: Principales usos del trigo a nivel global (millones de toneladas).....	123
Gráfico I – 87. Principales exportadores mundiales de trigo	125
Gráfico I – 88: Producción mundial de biodiesel por regiones (Mbd)	136
Gráfico I – 89: Evolución de la producción mundial de biodiesel	138
Gráfico I – 90	140
Gráfico I – 91	141
Gráfico I – 92: Consumo de biodiesel en la UE	142
Gráfico I – 93: Comercio Internacional de Biodiesel.....	143
Gráfico I – 94	145
Gráfico I – 95	145
Gráfico I – 96: Principales materias primas usadas para la producción de biodiesel (producción 2010/2012).....	147
Gráfico I – 97	148
Gráfico I – 98: principales productores de aceite vegetal a nivel global	149
Gráfico I – 99: Distribución de la producción y el consumo de aceite vegetal en el mundo.....	150
Gráfico I – 100: Principales productores mundiales de cultivos oleaginosos.....	151
Gráfico I – 101: Principales productores mundiales de semillas oleaginosas	153
Gráfico I – 102	154
Gráfico I – 103: Capacidad industrial de trituración o “Crushing” de semillas oleaginosas en 2012/2013.....	156
Gráfico I – 104.....	156
Gráfico I – 105:.....	157
Gráfico I – 106: Evolución de precios del aceite vegetal	159

Tablas

Tabla I – 1: Elasticidades per cápita de la demanda de petróleo por regiones	26
Tabla I – 2: Promedio simple de Tasas fiscales efectivas a los combustibles en el transporte, por uso y combustible	61
Tabla I – 3: Desarrollo comercial de diferentes rutas tecnológicas de biocarburantes	84
Tabla I – 4: Principales países productores de etanol carburante	95
Tabla I – 5: Principales consumidores de etanol carburante a nivel mundial	97
Tabla I – 6: Distribución mundial de cultivos azucareros y productos alimentarios	111
Tabla I – 7 : Producción mundial de Granos Secundarios (Miles de toneladas métricas)	118
Tabla I – 8: Consumo mundial de granos secundarios.....	119
Tabla I – 9: Principales productores mundiales de maíz.....	120
Tabla I – 10: Principales consumidores mundiales de maíz.....	121
Tabla I – 11: Principales productores mundiales de trigo.....	124
Tabla I – 12: Principales consumidores mundiales de trigo.....	125
Tabla I – 13: Biodiesel: principales características en relación al Diésel carburante.....	129
Tabla I – 14: Principales cultivos para la producción de aceite vegetal.....	130
Tabla I – 15: Comparación de los principales cultivos oleaginosos de acuerdo a los requerimientos de la ASTM para la producción de biodiesel.....	132
Tabla I – 16: Consumo mundial de Biodiesel (Mbd)	139
Tabla I – 17: Uso del aceite vegetal para la producción de biodiesel (% de la producción final)	154
Tabla I – 18 : Comercio internacional de cultivos oleaginosos	158

Capítulo II

Gráficos

Gráfico II – 1: Brasil Exportaciones de azúcar	164
Gráfico II – 2: Producción de alcohol- Periodo previo y posterior a la 2da guerra mundial (en millones de litros).....	175
Gráfico II – 3: Evolución del mercado del petróleo en Brasil de 1955-1969.....	178
Gráfico II – 4: Evolución de las mezclas carburantes por principales componentes (1932-1965)	183
Gráfico II – 5: Evolución del consumo de gasolina en Brasil	184
Gráfico II – 6: Producción de Vehículos por tipo de combustible.....	199
Gráfico II – 7: Precios relativos del etanol hidratado durante la segunda fase del PNA	200
Gráfico II – 8: La expansión de la producción de alcohol durante las primeras dos fases del PNA...	206
Gráfico II – 9: Evolución del consumo de etanol durante las primeras fases del PNA	207
Gráfico II – 10: Evolución de los pagos a los productores de etanol	209
Gráfico II – 11: Variación en el uso de la caña de azúcar en el sector sucro-alcoholero	217
Gráfico II – 12: Localización de las plantas de los 10 grupos más grandes de la industria sucro-alcoholera. Cosecha 2004-2005	222
Gráfico II – 13: Caída del mercado del etano hidratado e incremento del consumo de etanol anhidro	232

Gráfico II – 14: Evolución de la participación de Vehículos VFF en las ventas de vehículos ligeros en Brasil:.....	245
Gráfico II – 15: Participación de automóviles y vehículos comerciales livianos por tipo de combustible consumido. (Versión acumulada de 2003 a 2011).....	246
Gráfico II – 16: Evolución del parque automotriz en Brasil.....	258
Gráfico II – 17: Participación de la pequeña agricultura en la industria del biodiesel.....	280

Tablas

Tabla II– 1: Inversiones en el PNA.....	193
Tabla II– 2: Principales actividades de PETROBRAS en la logística del PNA.....	203
Tabla II– 3: Medidas para favorecer la comercialización del etanol hidratado.....	226
Tabla II– 4: Alícuotas diferenciadas para el IPI pagado por los vehículos de consumo de etanol carburante.....	244
Tabla II– 5: Tributación comparada de la CIDE.....	248
Tabla II– 6: Porcentaje de los Estados y el distrito federal en la CIDE.....	248
Tabla II– 7: Alícuotas Producto y Actividad de la PIS/PASEP y COFINS.....	249
Tabla II– 8: Incentivos adicionales para la comercialización de etanol carburante.....	250
Tabla II– 9: Alícuotas del ICMS por Estados y tipo de Carburante.....	251
Tabla II– 10: Carga tributaria sobre los principales carburantes en Brasil.....	252
Tabla II– 11: Mandatos obligatorios de mezcla de bioetanol anhidro con gasolina.....	253
Tabla II– 12: Cambios en el modelo de regulación de las subastas de biodiesel.....	274
Tabla II– 13: Correspondencia de las contribuciones de PIS/PASEP y COFINS por la venta e importación de biodiesel.....	276
Tabla II– 14: Comparación de la fiscalidad entre Biodiesel y petróleo Diésel.....	277

Capítulo III

Gráficos

Gráfico III – 1: Producción y consumo doméstico de petróleo en EEUU.....	289
Gráfico III – 2: Evolución de la producción de maíz en EEUU.....	292
Gráfico III – 3: Importaciones netas como parte del consumo total de petróleo.....	296
Gráfico III – 4: Variación en los precios del maíz tras la crisis energética de los años 1970s.....	305
Gráfico III – 5: Crisis de las exportaciones agrícolas estadounidenses en los 1980s.....	306
Gráfico III – 6: Precios del maíz durante los 1990s.....	313
Gráfico III – 7: Proporción del consumo en el transporte como parte de la producción nacional de crudo en EEUU.....	316
Gráfico III – 8: Ayudas a la agricultura y compromisos derivados del AoA en EEUU.....	322
Gráfico III – 9: Evolución de las ayudas permitidas por los compromisos en la “Green Box” del AoA.....	323
Gráfico III – 10: Evolución del uso del maíz como materia prima agro-energética.....	328
Gráfico III – 11: Evolución de precios del maíz (\$/bushel).....	331

Gráfico III – 12: Estimación de la Expansión del RFS2 frente al RFS1.	368
Gráfico III – 13: Cambios en el consumo de carburantes en instituciones oficiales del Gobierno Federal	433
Gráfico III – 14: Precios de los carburantes y otros combustibles usados en el mercado del transporte de EEUU	456
Gráfico V – 15: Evolución de la participación en el mercado de oxigenantes: MTBE vs. Etanol.	722

Tablas

Tabla III – 1: Hitos en la evolución del etanol hasta la crisis energética.....	289
Tabla III – 2: Evolución de las ayudas a los precios del maíz y las oleaginosas en las últimas 3 “Farm Bills”	333
Tabla III – 3: Volúmenes aplicables en la EAct-2005.....	348
Tabla III – 4: Expansión del estándar RFS2 con la EISA 2007 (10 ⁹ de galones)	356
Tabla III – 5: Estándares finales para 2012.....	356
Tabla III – 6: Factores para la evaluación de las emisiones de GEI e el modelo de Ciclo de vida-LCA	359
Tabla III – 7: Umbrales LCA para las emisiones de Gases de Efecto Invernadero establecidos en la EISA	359
Tabla III – 8: Biocarburantes y umbrales de emisiones de GEI en LCA-ILUC.....	360
Tabla III – 9:.....	363
Tabla III – 10: Producción total 2012 por tipo de carburante renovable (1).	364
Tabla III – 11: Producción total 2012 por tipo de carburante renovable (2).	365
Tabla III – 12: Estándares CAFÉ Vs. estimaciones del ahorro de combustibles ponderadas por las ventas (millas/galón).....	372
Tabla III – 13: Exenciones de cumplimiento de regulaciones aplicadas en algunos Estados	374
Tabla III – 14: Créditos fiscales aplicables a los mezcladores de etanol.	387
Tabla III – 15: Deducción fiscal para vehículos de consumo de carburantes alternativos y Estaciones de Carburantes Alternativos	394
Tabla III – 16: Otras Ayudas a la I+D+I a nivel federal.....	414
Tabla III – 17: Evolución de diferentes tecnologías de vehículos alternativos	426
Tabla III – 18: Calendario de requerimiento mínimo de vehículos AFVs en las flotas públicas.....	429
Tabla III – 19: Adquisiciones de vehículos alternativos por el gobierno federal (por tipo de producto energético).....	429

Capítulo IV

Gráficos

Gráfico IV– 2: Pagos directos en la Nueva PAC 2014-2020.....	505
Gráfico IV– 3: Variabilidad y volatilidad de precios de los productos agrícolas	507

Tablas

Tabla IV 1: Compromisos vinculantes de reducción de emisiones para los estrados miembros de la UE, la UE y estados asociados	489
Tabla IV–2: Objetivos mínimos de biocarburantes y cuotas de mercado de combustibles en el transporte rodado en los Países miembros de la UE.....	519
Tabla IV– 3: Objetivos nacionales para las cuotas de consumo de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de energía para 2020	521
Tabla IV– 4: Sistemas de cuotas desvinculados y rígidos.....	526
Tabla IV 5: Sistemas de cuotas con cumplimiento flexible.....	528
Tabla IV– 6: Reducciones fiscales aplicables a los hidrocarburos en el sector del transporte rodado en los Estados miembros.	543
Tabla IV– 7: Niveles mínimos impositivos para los carburantes y biocarburantes en la regulación vigente.	544
Tabla IV 8: Iniciativa legislativa de la Comisión para la fiscalidad de Productos Energéticos desde 2013.	547
Tabla IV– 9: Panorama de los Incentivos fiscales aplicados en los Estados Miembros de la UE para la promoción de biocarburantes	551
Tabla IV 10: Superficies destinadas a la producción de cultivos energéticos subvencionadas por la UE	573
Tabla IV– 11: Panorama de los proyectos en I+D+I financiados por la UE para desarrollar e implementar biocarburantes en el marco del FP6.	578
Tabla IV– 12: Panorama de los proyectos en I+D+I financiados por la UE para desarrollar e implementar biocarburantes en el marco del FP7.	579
Tabla IV 13: Panorama de los Proyectos de I+D+I en materia de biocarburantes financiados por la UE bajo el Programa para la Energía Inteligente en Europa.	581
Tabla IV 14: Panorama de las ayudas a la inversión para la producción de biocarburantes que han sido aplicadas en los Estados Miembros de la UE	583
Tabla IV–15: Subvenciones directas sujetas a cuotas de producción.....	585
Tabla IV– 16: Panorama de las ayudas para incentivar la demanda en algunos Estados Miembros .	586
Tabla IV 17: Tarifas arancelarias aplicadas a los biocarburantes en la UE.....	591
Tabla IV 18: Principales acuerdos preferenciales de comercio entre terceros países y la UE que afectan el comercio de biocarburantes.	594
Tabla IV 19: Importaciones de biodiesel de origen estadounidense ante de las medidas compensatorias y antidumping de la UE	596
Tabla IV 20: Derechos anti-dumping y compensatorios aplicables al biodiesel manufacturado por las compañías de origen estadounidense.	596
Tabla IV 21: Aranceles aplicados a los cultivos energéticos usados para la producción de bioetanol y biodiesel.....	599

Capítulo V

Gráficos

Gráfico V – 1: Precios del petróleo y precios relativos al petróleo de los principales productos agrícolas vinculados a la producción de biocarburantes	643
Gráfico V – 2: Producción anual de caña de azúcar (millones de toneladas)	684
Gráfico V – 3: Precios del ATR para el azúcar y el etanol.....	684
Gráfico V – 4: Evolución de la producción de etanol carburante en Brasil.....	687
Gráfico V – 5: Concesión de licencias de vehículos ligeros por combustible.....	694
Gráfico V – 6: Precios del etanol relativos a la gasolina (precios medios).....	696
Gráfico V – 7: Evolución del consumo de etanol carburante en Brasil.....	698
Gráfico V – 8: Coste de la dependencia en el petróleo de la economía estadounidense (1970 a 2010).	704
Gráfico V – 9: Modelo y Evolución de la producción de etanol carburante en EEUU	714
Gráfico V – 10: Precios del petróleo durante la primera mitad del siglo XX.....	716
Gráfico V – 11: Evolución del consumo de etanol carburante en EEUU.....	727
Gráfico V – 12: evolución de la producción de etanol carburante en la UE	738
Gráfico V – 13: evolución de la producción de biodiesel en la UE.....	740
Gráfico V – 14: Evolución del consumo de etanol carburante en la UE	747
Gráfico V – 15: Evolución y modelo para el consumo de biodiesel en la UE.....	750

Tablas

Tabla V– 1: Escenarios de cooperación y conflicto vinculados al desarrollo de la producción de biocarburantes.....	662
Tabla V– 2: Escenarios de cooperación y conflicto vinculados al desarrollo del consumo de biocarburantes.....	663
Tabla V– 3: Escenarios de cooperación y conflicto para la elaboración de las hipótesis a contrastar	665
Tabla V– 4: Efectos esperados de los cambios entre los escenarios explicativos en la evolución de la variable analizada	665
Tabla V– 5: Funciones comunes de transferencia de intervención	669
Tabla V– 6: Porcentaje de total recuperable de azúcar (ATR) usado para la producción de etanol y azúcar.....	679
Tabla V– 7: Caña destinada a la producción de azúcar y etanol (millones de toneladas).....	683
Tabla V– 8: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil.....	686
Tabla V– 9: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto en la evolución de la producción de etanol carburante en Brasil	686
Tabla V– 10: Estimación de los parámetros de intervención. Serie temporal de producción de etanol carburante en Brasil.....	688
Tabla V– 11: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil.....	697
Tabla V– 12: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto en la evolución del consumo de etanol carburante en Brasil.....	697
Tabla V– 13: Estimación de Parámetros de intervención. Serie temporal de Consumo total de etanol en Brasil.....	698

Tabla V– 14: Capacidad de producción por de las instalaciones de etanol carburante en EEUU	711
Tabla V– 15: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU	713
Tabla V– 16: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de etanol carburante en EEUU	713
Tabla V– 17: Estimación de Parámetros de intervención. Serie temporal de producción total de etanol en EEUU	714
Tabla V– 18: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en EEUU	725
Tabla V– 19: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en la UE	736
Tabla V– 20: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de etanol carburante en la UE	737
Tabla V– 21: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención para la serie de producción de etanol en la UE	737
Tabla V– 22: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de biodiesel en la UE	738
Tabla V– 23: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de biodiesel en la UE.....	739
Tabla V– 24: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención de la serie temporal de producción de biodiesel.....	739
Tabla V– 25: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en la UE	746
Tabla V– 26: Hipótesis sobre los efectos de los cambios en los escenarios sobre el consumo de etanol en la UE	746
Tabla V– 27: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención de la serie temporal de consumo de etanol carburante en la UE	747
Tabla V– 28: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de biodiesel en la UE	749
Tabla V– 29: Hipótesis sobre los efectos de los cambios en los escenarios sobre el consumo de biodiesel en la UE.....	749
Tabla V– 30: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención de la serie temporal de consumo de biodiesel	749

Introducción

Hoy día se considera que el estudio de la energía es clave para comprender la evolución de las sociedades, el crecimiento de la economía, las revoluciones industriales, el incremento de los estándares de vida, la geopolítica y las guerras, así como los cambios de carácter medioambiental a nivel local y global. Aunque muchas veces la importancia de la energía en la evolución humana pase desapercibida para los que estudian el comportamiento del hombre en sociedad, en esencia el desarrollo de la civilización y sus transformaciones ha estado desde sus orígenes vinculado al uso de determinadas fuentes energéticas, y a la utilización de las tecnologías de conversión de estas fuentes en energía útil para satisfacer las necesidades del ser humano.

Al igual que la energía está intrínsecamente relacionada con la satisfacción de las necesidades humanas básicas, los cambios en los patrones del comportamiento social del ser humano están relacionados con cambios en el uso de las fuentes de energía primaria. Desde el descubrimiento del fuego y los usos básicos para la cocción de alimentos y la generación de calor mediante la combustión de biomasa hasta el trascendental impacto del desarrollo de los hidrocarburos, la generación de electricidad y de la energía nuclear en la longevidad y el crecimiento poblacional, el transporte y el confort, el uso de las fuentes de energía ha sido una parte consustancial a la forma en cómo ha evolucionado la sociedad hasta su configuración actual.

En este sentido, los individuos, las empresas y los gobiernos recurren a las fuentes y recursos energéticos, los manipulan mediante una serie de complejos procesos de conversión que transforman dichos recursos en formas utilizables de energía, y finalmente usan dichas formas utilizables de energía para cubrir una serie de necesidades mediante el suministro de servicios energéticos. Tanto la evolución de la demanda de servicios energéticos como la forma como se organizan los agentes económicos para suministrar los servicios energéticos a la sociedad en un momento determinado del tiempo son factores esenciales para entender como las necesidades energéticas han afectado las formas de desarrollo de las sociedades a lo largo del tiempo.

Los recursos energéticos pueden ser clasificados en recursos renovables y recursos no renovables. Los recursos renovables son aquellos cuyos procesos naturales de renovación resultan ser relativamente cortos, y por tanto relevantes y cercanos al proceso de toma de decisiones a escala humana. Por el contrario, los procesos naturales de renovación de los recursos no renovables o agotables son demasiado largos, y por lo tanto irrelevantes y demasiado lejanos como para ser afectados por los procesos de toma de decisiones a escala humana. Durante la mayor parte del periodo de existencia de los seres humanos los recursos renovables de energía han sido las fuentes más usadas para cubrir las necesidades energéticas básicas del hombre, particularmente el uso de la biomasa para la generación de calor, luz y alimentación. Sin embargo, aproximadamente desde los últimos doscientos años, el uso de fuentes no renovables de energía, concretamente, el carbón, el petróleo y el gas natural, han crecido hasta convertirse actualmente en las principales fuentes de suministro energético a nivel global. Estas fuentes fósiles de energía, no solo no se reproducen a

escala humana, sino que su utilización plantea una serie de problemas medioambientales, que amenazan con romper el equilibrio natural entre las actividades humanas y la preservación óptima de la naturaleza.

Desde las revoluciones industriales, el uso de las energías no renovables ha venido reconfigurado la relación demanda-producción, tanto a nivel nacional como a nivel internacional, principalmente por la percepción de abundancia o escasez de los recursos energéticos disponibles y la importancia cada vez mayor de los costes y del acceso a las fuentes primarias de energía en relación con el crecimiento económico y con el desarrollo social. La racionalidad económica de los agentes que participan en este proceso se encuentra afectada por la propia existencia de los recursos energéticos, por las tecnologías disponibles para su conversión en energía útil, por los derechos de propiedad de estos recursos, así como por el comportamiento estratégico de los agentes que intervienen en el proceso de explotación de los recursos energéticos. Por ello, cuando el acceso a las fuentes de energía se encuentra limitado por barreras de índole político, económico, o por causas de orden natural o tecnológico, el acceso a los servicios energéticos queda restringido y las oportunidades de desarrollo y crecimiento económico se ven afectadas notablemente.

En el contexto actual, el agotamiento progresivo de los combustibles fósiles en un contexto geoestratégico de los mercados de energía, así como los problemas de carácter medioambiental principalmente relacionados con las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero y el cambio climático, vienen marcando el inicio de una transición hacia otras fuentes alternativas de energía primaria.

El incremento de la dependencia en las importaciones de combustibles fósiles y el creciente coste de las fuentes de energía primaria como el petróleo, en un sistema energético global caracterizado por la concentración de la mayor cantidad de recursos energéticos en pocas regiones, impone problemas estratégicos de seguridad en el ámbito de la energía para los países que consumen más recursos energéticos que los que producen. Además de la vulnerabilidad de los países deficitarios de combustibles fósiles ante las potenciales interrupciones de suministro en el flujo comercial de los productos energéticos, la carga económica de las importaciones de combustibles fósiles sobre la balanza de pagos y sobre la competitividad de la economía resulta cada vez mayor, dada la complejidad de los mercados energéticos y la creciente expansión de la demanda mundial de energía impulsada por las grandes economías emergentes.

Junto a los costes relacionados con el acceso a las fuentes de energía, la generación, el transporte y el consumo de productos energéticos imponen desafortunadamente una serie de efectos no deseados, que se manifiestan principalmente en el deterioro medioambiental a nivel local, regional y global. Como consecuencia de este escenario, es esperable que las necesidades energéticas de los países deficitarios en combustibles fósiles sean cubiertas por fuentes alternativas que presenten menores externalidades y que reduzcan el costo social del uso de la energía. Si los costes medioambientales son políticamente ineludibles, entonces las fuentes alternativas de energía sustituirán progresivamente a las fuentes de fósiles de energía primaria, y en su caso, deberán modificarse los procesos de explotación y conversión de las fuentes convencionales de energía primaria hasta internalizar los costes externos en el punto óptimo de contaminación. Estos cambios podrán ir acompañados de cambios en los patrones de consumo, enfocados en la eficiencia y el ahorro energético.

Este proceso, que ya ha empezado en muchos países, llevará inexorablemente a reconfigurar de forma progresiva las matrices de consumo energético. Como en el caso de los combustibles fósiles, el desarrollo de cada una de estas alternativas de sustitución está determinado por una combinación de elementos, principalmente por la disponibilidad de los recursos energéticos alternativos, el desarrollo de las tecnologías de conversión, su viabilidad económica, la influencia política en la elección de las alternativas de sustitución y en el desarrollo del mercado, así como las ventajas y atributos medioambientales y sociales que muestren las alternativas de sustitución energética. Estos desafíos de carácter energético y medioambiental encuentran su cenit cuando hablamos de los productos energéticos consumidos en el sector del transporte, donde se consume cerca de la tercera parte del consumo total de energía a nivel global. Como la práctica totalidad de las actividades humanas, el transporte de personas y bienes, es posible gracias al uso de la energía y de las tecnologías de conversión que han afectado la evolución de los medios de transporte hasta su configuración actual. En los sistemas de transporte existentes alrededor del mundo se consumen mayormente productos derivados del petróleo. Las principales ventajas del uso del petróleo en el transporte son su bajo coste relativo a las alternativas de sustitución, su alta densidad energética, su fácil capacidad de distribución y de almacenamiento y, hasta la era actual, su relativa abundancia. Hoy en día, un siglo después de la introducción de los motores de combustión, aproximadamente el 95 % de la energía usada en el transporte proviene del uso del petróleo. El consumo de energía en el transporte a nivel mundial se ha más que duplicado desde 1971, pasando de alrededor de 905 millones de toneladas equivalentes de petróleo, a alrededor de 2.278 millones en 2011.

El transporte rodado es, con mucho, el modo de transporte que más petróleo consume, por lo que obviamente las regiones con el sector del transporte más desarrollado son las regiones del mundo que más derivados del petróleo consumen. En los países agrupados en la OCDE, la región más industrializada del mundo, el transporte rodado representa más del 80 % del consumo total de energía en el transporte, lo que conlleva una alta dependencia del sector en el combustible fósil. Por ejemplo, el consumo de petróleo en el transporte en la región de la OCDE ha pasado de aproximadamente 594 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 1971, a 1112 millones en el año 2011 (IEA, 2013b). Ello no obstante, el incremento más considerable en el consumo de petróleo en el transporte se ha producido fuera de las fronteras de la OCDE, pasando de alrededor de 145 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 1971, a aproximadamente 805 millones en 2011 (IEA, 2013c). El modelo de crecimiento en el sector del transporte en las economías emergentes es un factor clave para la sostenibilidad del sistema de transporte a nivel mundial. En el caso de que las decisiones económicas y políticas conduzcan a incrementar los promedios en las distancias recorridas por habitante y en el uso de la energía en el transporte, hasta acercarlas a los promedios de los países de la OCDE, no solo se haría insostenible el sistema de transporte a nivel global, sino que sería difícilmente alcanzable con el actual *mix* energético disponible para el sector.

Mientras que la demanda de petróleo sigue aumentando de la mano del crecimiento económico en nuevas regiones del mundo, la capacidad de suministro del combustible fósil a los mercados viene siendo materia de una creciente preocupación, no solo por el carácter no renovable del petróleo y su progresivo agotamiento, sino también por los costes medioambientales que su utilización no regulada impone a la sociedad. Entre los más altos, su notable contribución a agravar el problema del cambio climático por la liberación de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera (CO, CH₄, N₂O). En el primer caso, el incremento sustancial de la demanda hace que en pocas décadas se habrá consumido el 50 % de las fuentes recuperables de crudo de la tierra,

marcándose desde entonces un inexorable tránsito energético en el sector del transporte hacia fuentes alternativas de energía que pueden incluir tanto fuentes fósiles no convencionales, como fuentes renovables de distinta naturaleza, en tanto el incremento de la demanda de servicios en el transporte siga la tendencia actual. Las preocupaciones por la seguridad energética, particularmente por la dependencia en las importaciones de petróleo, se han enfocado principalmente en el sector del transporte, dado que el mayor incremento en el consumo mundial de petróleo en los últimos 30 años se ha producido en este sector y especialmente en el subsector del transporte rodado. Una de las principales preocupaciones de largo plazo en el sector del transporte es su casi total dependencia de los derivados del petróleo. Mientras tanto, las reservas de petróleo continúan agotándose y se concentran en regiones políticamente inestables, originándose conflictos internacionales relacionados con la interrupción del suministro.

Asimismo, en el mercado internacional de crudo los países productores difícilmente pueden comportarse como precio-aceptantes; por el contrario, muchos de los países con el más alto superávit energético-petrolero se encuentran asociados en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), desde donde coordinan la políticas de administración de la oferta de crudo con el fin de maximizar las rentas del petróleo. Teniendo en cuenta que la cuota de la OPEP en las reservas probadas de crudo es de alrededor de un 80 %, mientras que en relación con las reservas no probadas resulta mayor al 50 %, su poder de mercado es considerablemente grande. Este poder de mercado se ha manifestado muchas veces en la disciplina de cuotas de producción que impone a sus miembros con el fin de presionar al alza los precios internacionales del crudo.

El comportamiento estratégico de la OPEP ha dado lugar a una serie de shocks de precios que se han convertido en un factor de riesgo exógeno para las economías sin superávit de crudo a nivel global, al poder agravar los efectos negativos de los ciclos económicos, o al desencadenar ciclos recesivos como ha sucedido durante las crisis del petróleo de los años 1970s. El manejo de estos riesgos y de los conflictos sobrevenidos a causa de la politización del mercado de crudo, se presenta como un aspecto crítico para la sostenibilidad del sistema energético en el largo plazo, principalmente para las economías deficitarias de crudo que presentan un nivel mayor de dependencia petrolera.

Desde el punto de vista medioambiental, aun en el caso de que existiera una alta disponibilidad de recursos energéticos renovables y no renovables a nivel global, suficientes para cubrir las necesidades energéticas actuales y futuras, sería necesario optimizar el uso de tales recursos para que el balance final entre el coste y el beneficio del usar ciertas fuentes de energía primaria y ciertas rutas tecnológicas de conversión en el sector del transporte produjera un balance medioambiental positivo para la sociedad en su conjunto, reduciendo principalmente las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector. Junto con un más eficiente uso de la energía y el desarrollo de nuevas y más avanzadas tecnologías energéticas, el incremento del uso de energías renovables es una de las principales vías para compatibilizar el funcionamiento de los sistemas energéticos con el desarrollo sostenible y la protección medioambiental.

Sin embargo, el contexto político y las condiciones de los mercados internacionales de la energía en la actualidad parecen incrementar el coste de oportunidad que pueda haber entre la expansión de los servicios energéticos en el transporte y el coste medioambiental asociado a esa expansión; por ejemplo, el coste de oportunidad que emerge de la decisión de expandir las áreas urbanas y el transporte, mientras se mejora la calidad del aire las ciudades, o el que puede existir entre la

adopción de medidas para fomentar del crecimiento económico, frente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Encontrar un adecuado equilibrio entre la expansión de los servicios energéticos en el transporte y la reducción de los impactos medioambientales asociados con el uso de la energía representa en la actualidad un serio desafío para la humanidad.

Con este panorama parece incuestionable la necesidad de un equilibrio entre la cobertura de las necesidades humanas de servicios energéticos para el transporte y la conservación del medioambiente. El alto coste que impone un escenario de inacción en el ámbito energético y ambiental del sector del transporte, advierte que es necesario que el mercado y las políticas confluyan para generar los incentivos necesarios a fin de reconducir la transición hacia un escenario energético menos agresivo con nuestro entorno y, concretamente, que permita el desarrollo de nuevas y más sostenibles tecnologías de conversión de fuentes de energía para el sector del transporte. Sin embargo, la importancia capital del sector del transporte para la economía de los países, así como su influencia inmediata en la vida diaria, hace muy difícil que los cambios en el sector se produzcan rápidamente. La baja elasticidad precio de la demanda de derivados del petróleo, así como la lenta rotación de la infraestructura en la que se sostiene el sector, imponen un desafío ineludible y crucial a los gobiernos en relación con la aplicación de políticas que conduzcan el tránsito a un uso de la energía en el sistema de transporte que sea no solo económicamente viable, sino también medioambientalmente más sostenible.

Aun cuando los países han venido aplicando una plétora de políticas y de combinaciones de medidas aplicadas en el sector del transporte, podemos observar que entre las principales líneas directrices de políticas públicas para enfrentar los riesgos impuestos por el actual sistema energético asociado al transporte, se encuentran aquellas que están más enfocadas en la reducción de las distancias recorridas, aquellas que buscan mejorar la eficiencia en los vehículos, otras que tratan de incrementar la eficiencia en el propio sistema de transporte; y otras que están enfocadas en la promoción del cambio en la matriz de consumo de productos energéticos en el sector. El presente trabajo de tesis doctoral, que estudia las políticas relacionadas con el uso de biocarburantes en el transporte rodado, se enmarca precisamente en la línea de estudio de este último tipo de políticas, las enfocadas en la diversificación de fuentes energéticas.

Las políticas de promoción del uso de biocarburantes en el mercado de carburantes para el transporte rodado constituyen una de las más importantes iniciativas de políticas de diversificación energética en el ámbito del transporte. Los biocarburantes, el etanol carburante y el biodiesel, son carburantes líquidos obtenidos mediante procesos de conversión de la biomasa, y son además una de las pocas fuentes renovables de energía con similares características físicas a los derivados del petróleo, lo que ha permitido que, usados en mezclas o directamente en los motores de combustión interna, irruman como una de las más importantes alternativas de diversificación de fuentes que actualmente son utilizadas en el mercado de carburantes de muchos países.

Las materias primas para obtener biocarburantes son cultivos energéticos que pueden adoptar distintas formas de biomasa, pero pueden ser divididas en dos grandes grupos: cultivos no alimentarios y cultivos alimentarios. Más del 97 % de los biocarburantes que se consumen actualmente se obtienen de cultivos alimentarios, principalmente porque las tecnologías utilizadas en los procesos de conversión los han hecho productos energéticos económicamente más viables

que los biocarburantes obtenidos de cultivos no alimentarios, que presentan altos costes de transformación que aun en la actualidad los mantiene al margen del mercado.

Siendo las principales materias primas cultivos alimentarios, el coste de oportunidad de la producción de biocarburantes estará afectado, entre otros factores, por la evolución de los mercados de productos alimentarios. De forma análoga, la decisión de destinar la producción de cultivos como el maíz, la caña de azúcar, los cereales o las semillas oleaginosas, a los mercados de alimentos, estará afectado por el coste de oportunidad de destinar dichos cultivos a los mercados de productos energéticos. Asimismo, si mantenemos todo lo demás constante, el coste de oportunidad político del gobierno relacionado con el fomento del uso de biocarburantes en el transporte sería fomentar las importaciones de petróleo o de derivados o fomentar la producción nacional de hidrocarburos, mientras que en el caso de los consumidores finales (cuya demanda está condicionada por los artefactos de conversión energética disponibles en el mercado), el coste de oportunidad de consumir biocarburantes en el transporte rodado estaría determinado por el coste de consumir gasolina o diésel.

Debido a esto, el comportamiento de los precios en los mercados alimentarios vinculados a la agroenergía, así como de los precios del petróleo en el mercado internacional, resultan ser aspectos centrales para entender la evolución del sector de la agroenergía en los principales países donde se han establecido las políticas de mayor envergadura sobre el mercado de carburantes para el transporte, como son Brasil, EEUU y la UE. Esta particular característica de los biocarburantes frente a otras fuentes renovables de energía plantea una importante relación entre los mercados de productos alimentarios y los mercados de productos energéticos, siendo el punto de partida de una serie de interrogantes vinculadas al desarrollo del sector; entre ellas, cabe preguntarse sobre la importancia de los factores que han impulsado el desarrollo de la industria de biocarburantes, cuál ha sido el rol del sector privado (agroindustria vinculada a los biocarburantes), del sector público (Estado regulador) y de los consumidores de carburantes de automoción en relación con la evolución de cada mercado, sobre el rol de la política y la regulación de los mercados en materia de eficiencia y sostenibilidad medioambiental en relación con los objetivos de las políticas ambientales y de promoción de los biocarburantes, sobre la existencia de posibles patrones comunes en la relación mercado-regulación presentes en la evolución de los mercados de biocarburantes, o incluso si se puede explicar el desarrollo del mercado a partir de la existencia de tales patrones comunes.

Para tratar estas interrogantes, hemos estudiado la evolución de los mercados y la regulación en Brasil, EEUU y la UE, países pioneros en políticas de uso de energías renovables para el transporte y que juntos representan más del 90 % del mercado mundial. También se han revisado las políticas que, aun no estando directamente vinculadas a la industria, han podido afectar el desarrollo del mercado de biocarburantes, y todo ello con el fin de encontrar patrones comunes sobre los cuales construir un marco que ayude a explicar el desarrollo de los mercados de etanol y biodiésel. El análisis central se ha basado en el estudio de la evolución de la regulación económica de los mercados de Brasil, EEUU y la UE, observando su relación con el desarrollo de la oferta y la demanda de biocarburantes; así, con el fin establecer y contrastar empíricamente una serie de hipótesis que expliquen el desarrollo del sector se han extraído los principales datos cualitativos y cuantitativos disponibles, para relacionarlos con el estudio de la evolución de la regulación económica de Brasil, EEUU y la UE y con el desarrollo de la oferta y la demanda de biocarburantes en estos mercados. La estructura del proceso de investigación se describe en los siguientes párrafos.

En el capítulo I, se presenta un panorama general del mercado de biocarburantes para el transporte rodado, con especial atención por su relevancia en el mercado de energías renovables para el transporte, al etanol carburante y el biodiesel, productos sustitutos de la gasolina y el diésel respectivamente. De partida hemos considerado ineludible brindar un panorama general del mercado del petróleo y sus derivados, por ser la gasolina y el diésel justamente los productos a ser sustituidos por los biocarburantes, incidiendo en la relevancia del carácter no renovable del petróleo, así como la racionalidad económica del ciclo de explotación, teniendo en cuenta los factores que influyen en la incertidumbre y en la complejidad de este proceso, la evolución de la distribución de la oferta y la demanda en el mercado internacional de crudo y el impacto de los cambios políticos vinculados a la estructura del mercado, a la propiedad y la explotación de los recursos, en los flujos comerciales y en las economías dependientes del petróleo. También se analiza qué tipo de restricciones impone dicha evolución a las economías deficitarias del combustible fósil, y cuál es el influjo del incremento abrupto de los precios del petróleo en la política energética, cómo se caracteriza el mercado actual de productos energéticos para el transporte rodado en la actualidad así como los factores que definen la demanda de carburantes y los impuestos aplicados a la gasolina y el diésel. Finalmente, se revisan las tendencias actuales en la oferta y la demanda de petróleo en el transporte, así como su relación con las emisiones de gases de efecto invernadero en un contexto regional y global.

Después de haber analizado los principales rasgos del mercado de crudo y derivados del petróleo, analizamos el mercado de biocarburantes. Primero nos aproximamos al estudio de los biocarburantes como energías renovables para el transporte rodado, dando un panorama introductorio del mercado en relación con el desarrollo de otras fuentes renovables de energía, la influencia de los precios del petróleo en su economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la oferta de bioetanol y biodiesel a nivel global. Seguidamente, se analiza específicamente la naturaleza y los mercados del etanol carburante y biodiesel. Primero se definen las principales características físicas y químicas del etanol y del biodiesel carburante, la biomasa y los principales procesos tecnológicos de conversión de las materias primas en biocarburantes. Luego se analiza el mercado internacional de etanol carburante y biodiesel, la producción y el consumo de etanol carburante y biodiesel a nivel global, resaltando los principales países productores, así como los principales países consumidores y el nivel de desarrollo del comercio internacional. Finalmente se presenta un breve panorama del mercado de materias primas para la obtención de etanol carburante y biodiesel a nivel global, dado que, junto con los precios del petróleo, determina en gran medida los costes de producción de los biocarburantes; en el caso del etanol carburante, la producción y el consumo de cultivos azucareros, cereales, granos secundarios, maíz, trigo, y en el caso del biodiesel, la producción y consumo de aceite vegetal, así como de los principales cultivos oleaginosos tales como, la soja, la palma aceitera, el girasol y colza.

En el capítulo II se analiza la evolución de la regulación del mercado de biocarburantes en Brasil. A diferencia de la regulación de los mercados en EEUU y la UE, que básicamente responde a las crisis del petróleo de los años 1970s, la regulación en el caso brasileño ha sido significativamente precoz y sus orígenes se remontan a los primeros años de la década de los años 1930s. Dado el enfoque elegido en la tesis, la extensión del estudio de la evolución de la regulación se realiza desde los años 1930s hasta la actualidad. Primero se analiza el periodo comprendido entre las primeras políticas aplicadas en los años 1930s y los años previos al lanzamiento de Programa Nacional del Alcohol (PNA) a mediados de los 1970s. En este periodo se dan las primeras políticas de promoción del uso

del etanol carburante a nivel federal, que son analizadas tanto desde el punto de vista del Gobierno federal, como de la agroindustria vinculada a los mercados de los productos de la caña (principalmente azúcar). En cada punto de este capítulo se analiza cómo la interacción entre el mercado del azúcar y los mercados energéticos ha influenciado la política energética brasileña y la regulación del uso de los biocarburantes a lo largo del periodo. Gravitando sobre esta interacción, se ha estudiado la intervención del gobierno federal en los mercados agro-energéticos vinculados al uso de la caña de azúcar y la aparición del etanol carburante en el mercado, y los cambios en la política agro-energética durante las crisis de suministro de petróleo y durante el periodo de estabilidad y bajos precios del crudo durante la posguerra, hasta la crisis del sector del etanol carburante previa al lanzamiento del PNA. De este análisis observamos que durante este periodo se dieron una serie de condiciones, regulatorias y no regulatorias, necesarias para la implementación de políticas de fomento del uso del etanol carburante en Brasil, aunque dichas condiciones no fueron suficientes para optimizar el uso de los factores de producción en torno a la expansión de los biocarburantes en la matriz energética brasileña.

En la segunda parte de este capítulo se estudian las condiciones regulatorias y no regulatorias que han marcado la evolución del mercado brasileño desde el lanzamiento del PNA a mediados de la década de 1970, hasta la actualidad. El análisis de la intervención reguladora del Estado durante las primeras fases del PNA, enfocadas primero en la expansión de la oferta y seguidamente en la expansión de la demanda, se puntualizan en el estudio de las medidas específicas aplicadas en el sector, entre las que se encuentran los incentivos financieros, las garantías de compra y las obligaciones de mezcla en el caso de la primeras fase, así como los incentivos para crear y desarrollar el mercado de automóviles a etanol hidratado, la regulación diferenciada en favor del etanol y las medidas para el perfeccionamiento de la infraestructura y la logística necesaria para el mercado del biocarburantes con el fin de expandir la demanda. Seguidamente, se ha analizado qué sucedió en el mercado tras la caída de los precios del crudo en el mercado internacional y el declive de las ayudas al sector ante el paso a un modelo de menor intervención en los mercados. En el cuarto acápite estudiamos los efectos del proceso de desregulación en la reorganización de los mercados de energía, etanol y caña, así como los cambios en los fundamentos de las políticas y en las medidas adoptadas para mantener el sector a niveles mínimos. En el quinto acápite analizamos los factores que hicieron reemerger el mercado del etanol carburante tras la crisis de la desregulación hasta la actualidad, así como la aparición del biodiesel en un nuevo marco regulatorio establecido con el fin de alcanzar los objetivos de las políticas agro-energéticas mediante un correcto funcionamiento del mercado.

En el capítulo III se analiza la evolución de la regulación del mercado de biocarburantes en EEUU. En la primera parte del capítulo se estudian los cambios en la política energética vinculada al petróleo y a las energías renovables para el transporte. De forma paralela se observa que sucedía en el sector agroalimentario vinculado al maíz, la soja y otras materias primas usadas en la actualidad para producir etanol y biodiesel. En el primer periodo se da un panorama del inicio del dominio de los mercados de energía por los derivados del petróleo, a la vez que se estudia el vínculo entre el etanol carburante y los orígenes de la problemática del sector agrario estadounidense, así como la racionalidad de las políticas de ayudas y protección del sector por parte del gobierno federal. Luego se analizan los cambios en la política energética tras las crisis del petróleo, el surgimiento del problema de la seguridad energética vinculada a la dependencia del petróleo, los cambios en el

sistema de protección de la agroindustria y las primeras políticas para impulsar el resurgimiento del mercado de etanol carburante.

Seguidamente se analiza la emergencia de los problemas relacionadas con las sostenibilidad y los costes medioambientales derivados de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el transporte, el cambio climático y su relación con el apoyo al desarrollo de las energías renovables y biocarburantes, en un periodo marcado por los bajos precios del crudo. De forma paralela, se revisan los intentos de reforma de la política agraria y la influencia de las negociaciones internacionales en materia de comercio internacional sobre estos umbrales de cambio (principalmente durante las negociaciones de la Ronda de Uruguay), en relación con las expectativas de protección en el sector de la agroindustria vinculada a los biocarburantes. Finalmente, se analiza el desarrollo de las políticas de promoción de los biocarburantes ante una nueva tendencia alcista de los precios del petróleo desde el año 2000, la convergencia entre la política energética y agrícola evidenciada en el apoyo al sector de los biocarburantes, así como la racionalidad y el desarrollo de las ayudas provenientes de la política agrícola al sector del maíz, las oleaginosas, y otras materias primas agro-energéticas.

En la segunda parte del capítulo III se estudian los principales instrumentos económicos y regulatorios utilizados por el gobierno para fomentar el uso de biocarburantes en EEUU. En primer lugar se analiza la evolución de los instrumentos de mandato y control establecidos en forma de obligaciones de uso de biocarburantes en el mercados de carburantes de automoción, desde sus primeros usos como oxigenantes de gasolina establecido en la primera *"Clean Air Act"*, hasta el establecimiento del *"Renewable Fuel Standard"* RFS-1 y el RFS-2, dando un breve panorama de otros instrumentos de mando y control aplicados a nivel federal y estadual. En el segundo punto estudiamos el rol de los instrumentos económicos en forma de incentivos fiscales como incentivos a la producción de biocarburantes, tales como el crédito fiscal volumétrico aplicado al etanol carburante, al biodiesel y otros carburantes renovables, así como los créditos fiscales aplicados contra el impuesto a la renta para varios tipos de biocarburantes. En el tercer punto estudiamos la evolución de los instrumentos económicos en forma de ayudas del Estado federal al sector de los biocarburantes, entre estas, las ayudas directas enfocadas a expandir la oferta y la demanda de biocarburantes de primera generación y de materias primas, las orientadas a la Investigación, desarrollo e implementación comercial de biocarburantes de primera generación, biocarburantes avanzados y otros productos energéticos de base biológica a los largo de su cadena de valor, incluyendo las ayudas indirectas provenientes de la política agrícola y las medidas aplicadas para regular el comercio internacional de biocarburantes y materias primas identificadas como barreras arancelarias y no arancelarias.

En el capítulo IV se analiza la evolución de los principales instrumentos económicos y de mandato y control utilizados para regular el mercado de biocarburantes en la Unión Europea, dentro del proceso de convergencia en materia de política energética entre los Estados miembros, y en relación con la Política Agraria Común (PAC) de la Unión Europea. En la primera parte estudiamos la evolución de la política energética y agrícola vinculada al sector de los hidrocarburos y de las materias primas para la producción de biocarburantes, resaltando por un lado la fragmentación de la política energética para los hidrocarburos durante el proceso de construcción de la Comunidad Europea, así como el influjo del modelo proteccionista de la PAC, en un contexto de exclusión de la agricultura de las normas y principios generales para la liberación del comercio internacional tras el

establecimiento del GATT. En el segundo punto analizamos la incapacidad de la Comunidad Europea para regular el mercado de petróleo como un bloque conjunto, dada la descentralización de las políticas aplicadas al sector de los hidrocarburos, el factor medioambiental como impulso a las energías renovables y los biocarburantes, así como el efecto de los cambios de la PAC en relación con el comercio internacional de productos agrícolas en las decisiones de los productores de materias primas agro-energéticas. Por último, analizamos los cambios en las políticas de promoción de biocarburantes en un nuevo contexto de incremento de los precios del petróleo, la convergencia de los biocarburantes con las políticas de seguridad energética y la dimensión medioambiental de la energía en el mercado común de la Unión Europea, así como las potencialidades y ventajas del apoyo político a los biocarburantes en relación con la competitividad de la industria europea y el empleo rural en el ámbito de las nuevas reformas de la Política Agraria Común establecidas en la *"Health Check"* de 2008 y la última reforma del 2014.

En la segunda parte del capítulo IV se estudian los instrumentos económicos y de mandato y control que han sido aplicados en la UE con el fin de expandir la producción y el consumo de biocarburantes. Entre los principales instrumentos se analizan los objetivos de consumo mínimo de biocarburantes impuesto desde la UE a los Estados miembros, el paso de los objetivos indicativos plasmados en la Directiva para la promoción de los biocarburantes de 2003, a unos objetivos vinculantes de 10 % de renovables en el transporte plasmada en la Directiva para las energías renovables del 2009, para finalmente dar un panorama general de los sistemas de promoción a nivel de los países miembros de la UE. Seguidamente se examinan los instrumentos económicos de promoción en la forma de incentivos fiscales y ayudas del Estado a nivel comunitario. En el primer caso estudiamos la fiscalidad de los hidrocarburos a nivel europeo y los incentivos a los biocarburantes que provee el sistema impositivo, principalmente aquel derivado de la Directiva para la Fiscalidad Energética 2003/26/CEE, las exenciones fiscales basadas en la protección del medioambiente, así como las propuestas de reforma del sistema fiscal energético de los hidrocarburos y las renovables para el transporte de la Comisión Europea. En el segundo caso se estudian las ayudas del Estado para promover las energías limpias en la UE, su racionalidad y justificación económica y jurídica en relación con la protección ambiental, su tipología y los principales programas de ayuda que han afectado la industria de los biocarburantes a nivel de la Unión europea, con un breve panorama de las principales ayudas del Estado establecidas en los países miembros. Finalmente se analizan los instrumentos que regulan el comercio internacional de biocarburantes y de materias primas en el marco de la política comercial y agrícola de la UE, así como los problemas del establecimiento de estándares de sostenibilidad medioambiental y otras restricciones al comercio en la configuración del marco regulador para el desarrollo del mercado de biocarburantes en el sector del transporte en la UE.

Después de analizar la regulación del mercado y de observar en perspectiva histórica el comportamiento de las principales variables que han afectado el desarrollo del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE, en el capítulo V hemos desarrollado una serie de hipótesis que tienen como fin explicar de forma alternativa la evolución de estos mercados. En la primera parte de este capítulo, se da un paso preliminar en este esfuerzo explicativo, consistente en exponer el vínculo entre el sector agrícola y el sector energético, y como la convergencia o divergencia de intereses en estos sectores ha marcado la evolución del mercado de biocarburantes en las tres áreas analizadas. Analizando de forma comparada la evolución de los mercados energéticos y agrícolas ligados al sector de los carburantes, hemos conseguido reconocer patrones comunes en la evolución de estos tres mercados que, complementando los datos cualitativos y cuantitativos estudiados

previamente, nos ha permitido desarrollar un marco teórico apto para explicar la evolución del mercado de biocarburantes.

En la segunda parte del capítulo se desarrollan las hipótesis explicativas de la evolución de los biocarburantes, así como su contrastación empírica, con el fin de evaluar su coherencia como determinante de la evolución del mercado de biocarburantes en Brasil, EEUU, y la UE. En primer lugar, observando la relación entre los costes de oportunidad de los principales actores del mercado, hemos desarrollado un marco general de análisis, sobre el cual se han construido las hipótesis específicas a ser contrastadas con los datos del mercado. Este marco general de análisis sintetiza por un lado, las relaciones entre los intereses del sector agroindustrial vinculado a las materias primas necesarias para la producción de biocarburantes y el Estado regulador, estableciendo, sobre la base de la convergencia o divergencia de los costes de oportunidad de ambos actores, unos escenarios de cooperación y conflicto, que han afectado de distinta manera la evolución de la oferta de biocarburantes en el mercado. De la misma forma hemos desarrollado unos escenarios de cooperación y conflicto, que sintetizan la relación entre los costes de oportunidad de los consumidores finales de carburantes y del Estado Regulador, con el fin de comprender los cambios en la evolución de la demanda de biocarburantes en los países analizados.

Con el fin de entender la conexión entre el desarrollo de estos escenarios de cooperación y conflicto y los mercados, estudiamos como estos escenarios han podido afectar, tanto la evolución de la producción, como del consumo de los biocarburantes a lo largo del tiempo. La contribución central de esta tesis es demostrar que la evolución del mercado de biocarburantes en los tres países analizados puede ser explicada mediante unos escenarios de cooperación y conflicto, que se configuran a partir de la relación entre los costes de oportunidad del estado regulador, la agroindustria de materias primas, y las preferencias de los consumidores finales de carburantes, en relación con las expansiones del mercado.

Para contrastar empíricamente las hipótesis planteadas en relación con la evolución del mercado se utiliza un modelo de análisis de intervención basado en Series Temporales, o análisis de series temporales interrumpidas. Analizar la información de la evolución de los mercados de biocarburantes a lo largo del tiempo y explotar el patrón de regularidad que muestran los datos de la oferta y la demanda de cada país analizado, en razón de la dependencia temporal que presentan estas variables económicas, es una fuente de información aprovechable para interpretar el valor que toma dichas variables ante el efecto de una intervención determinada por los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto, en un momento determinado del tiempo. La contrastación empírica en este trabajo de tesis consiste pues en utilizar el análisis de intervención de series temporales para detectar e interpretar el impacto hipotético que los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto han producido en el desarrollo del mercado, medido sobre la variación del comportamiento de las variables dependientes analizadas.

Los resultados del análisis de intervención de series temporales indican que la forma como han evolucionado los mercados de biocarburantes en Brasil EEUU y la UE responde a los escenarios de cooperación y conflicto desarrollados en las hipótesis planteadas. En consecuencia, se infiere que la evolución de las variables analizadas está condicionada por una serie de cambios en la relación de los costes de oportunidad entre el sector agroindustrial, el Estado regulador y los consumidores finales. Estos resultados indican también que existen patrones subyacentes comunes a la evolución

de cada mercado, definidos por estos escenarios de cooperación y conflicto, que pueden extenderse para explicar el desarrollo de los mercados de biocarburantes en otros países (institucionalmente similares) y en este sentido para explicar el desarrollo del mercado mundial.

Capítulo I: El mercado de los biocarburantes

En este capítulo analizaremos en detalle que son los biocarburantes y cómo funciona el mercado en la actualidad. Desde una perspectiva global y en el contexto del mercado de productos energéticos para el transporte, estudiaremos las distintas dimensiones vinculadas al uso del etanol carburante y el biodiesel. Con este propósito analizaremos las principales características del mercado del petróleo como fuente primaria de energía, teniendo en cuenta los aspectos, económicos, políticos y medioambientales que rodean la oferta y la demanda de los productos petrolíferos en el sector del transporte. Este análisis constituye un paso imprescindible para comprender el desarrollo de la oferta y la demanda de bioenergía, tanto de los propios mercados de biocarburantes como de las materias primas agro-energéticas usadas para su conversión. Como comprobaremos más adelante, la competencia por el uso de los productos agrícolas entre los mercados energéticos y alimentarios, tiene su origen en la evolución de los mercados de productos energéticos y de productos agrícolas, y esto ha condicionado el desarrollo del sector en los grandes países productores de biocarburantes. El análisis de mercado no solo es importante desde el punto de vista cuantitativo, sino que además nos permitirá realizar con mayor consistencia el análisis de la regulación económica aplicada en Brasil, EEUU y la UE, así como para el planteamiento y contrastación de las hipótesis sobre el desarrollo de la oferta y la demanda de los biocarburantes en el transporte.

I.1. Panorama general del mercado de carburantes en el transporte rodado

Hemos considerado relevante para el análisis del mercado y la regulación de los biocarburantes, incluir un panorama general del mercado del petróleo y derivados, principalmente por tratarse de productos sustitutivos y porque la evolución del mercado de carburantes renovables, estará marcada por la influencia del comportamiento de la oferta y la demanda de los principales combustibles usados en el transporte rodado, así como de sus precios en el mercado internacional.

El petróleo, ha ido y sigue siendo la fuente primaria energía no renovable que ha dominado el mercado de combustibles para el transporte durante el siglo XX, y en lo que va del siglo XXI. Sus precios se encuentran influenciados por las fuerzas de la oferta y de la demanda a nivel internacional, así como por la política energética estratégica que se cierne tanto sobre la oferta como sobre la demanda en estos mercados. Por un lado, las reservas convencionales de petróleo se encuentran distribuidas asimétricamente en las diferentes regiones del mundo, estando altamente concentrada la producción de crudo en pocos países. Estos países pueden ejercer su poder de mercado actuando muchas veces cooperativamente, con el fin de elevar las rentas derivadas de las exportaciones de crudo, por ejemplo al limitar la oferta en el mercado internacional. Asimismo, por ser en general regiones políticamente inestables, las coyunturas políticas pueden afectar el suministro normal de los combustibles y ejercer serias presiones en los precios de estos productos energéticos.

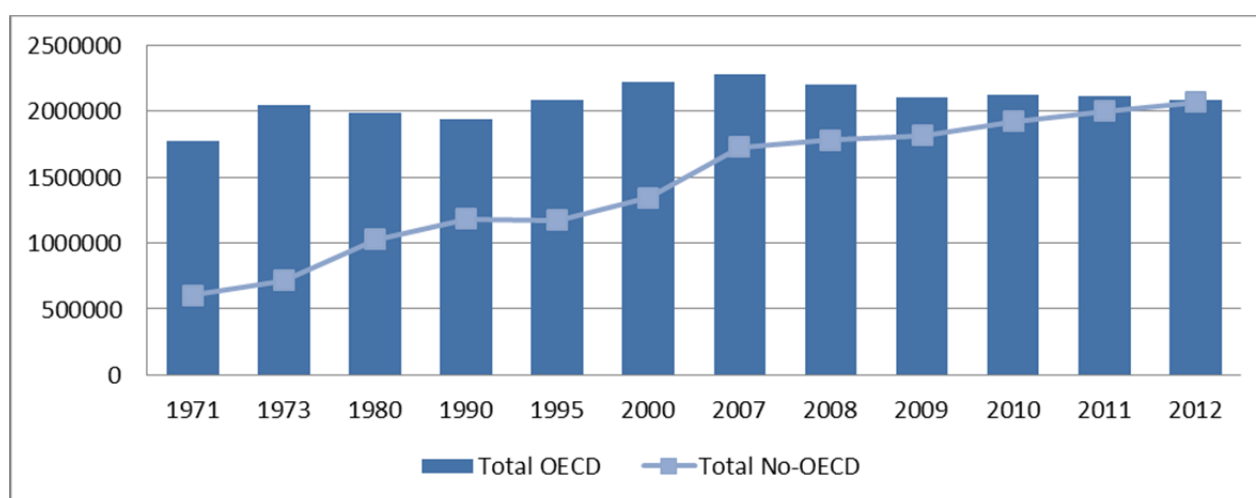
Por otro lado, los países cuya producción propia no cubre su demanda energética de consumo, también actúan estratégicamente para reducir los altos costes económicos que pueden significar las importaciones de petróleo para sus economías. Cuando la producción de petróleo convencional no

cubre la demanda interna en los países con altos niveles de consumo, el déficit de producción nacional se cubre con las importaciones en el mercado internacional de crudo o productos, normalmente distorsionado por la administración de la oferta. Debido a la baja elasticidad de la demanda del petróleo, especialmente en sectores como el transporte rodado, los altos precios del crudo representan un alto coste económico para los países deficitarios de crudo. La mayoría de estos países se encuentran agrupados en la OCDE.

Aun cuando, se han descubierto y contabilizado nuevas reservas de combustibles fósiles en diferentes países como Canadá, Venezuela o Brasil (principalmente de petróleo no convencional como los petróleos pesados y ultra-pesados, las arenas asfálticas o los esquistos bituminosos), así como el uso de técnicas de extracción más potentes como el *“fracking”*, que potencialmente podrían aumentar la oferta de crudo en el mercado y sobre todo podrían diversificar el origen del suministro; estas fuentes no convencionales pueden acarrear altos costes de producción y también una serie de externalidades medioambientales, que podrían incrementar significativamente los costes externos impuestos a la sociedad. Estas nuevas reservas no convencionales contienen más azufre y plantean una extracción más cara y difícil dada su localización geográfica, requiriendo además más agua y energía en su proceso de transformación que el petróleo convencional, sin mencionar que producen significativamente más emisiones de dióxido de carbono que la gasolina o el diésel usado actualmente en el mercado del transporte rodado.

Con las tecnologías de conversión actuales, este potencial escenario energético podría cambiar el panorama en el mediano plazo y permitir algún incremento de la diversificación de suministro de petróleo en favor de los países deficitarios de crudo, pero también podría elevar los costes externos medioambientales, derivados de un posible incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ y otros gases GEI vinculados al problema del calentamiento global, en tanto el cambio tecnológico o la política energética y ambiental de los gobiernos, no logre internalizar los costes externos del consumo de combustibles intensos en carbono, especialmente en sectores con baja elasticidad de la demanda como el transporte. En el gráfico 1 podemos observar que no solamente los países industrializados presentan una elevada demanda de petróleo, sino que los países emergentes y en vías de desarrollo han incrementado notablemente sus niveles de demanda, llegando casi a igualar la demanda total especialmente en la última década.

Gráfico I – 1: Evolución de la demanda mundial de petróleo



Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA, 2013a)

Las energías alternativas de bajas emisiones de carbono, han sido consideradas en varios países tradicionalmente deficitarios de crudo y otras fuentes primarias de energía, como fuentes de sustitución y diversificación, con el fin de abastecer con recursos propios sus necesidades energéticas. Por ejemplo las energías autóctonas, han sido en sectores estratégicos de las economías de estos países, una vía de sustitución de las fuentes de energía fósil, así como una alternativa para la diversificación del consumo de carburantes y la reducción de las importaciones de crudo y productos. Mientras que en sectores de alta demanda de energía primaria, tales como la generación eléctrica o el sector industrial, la diversificación y las sustitución han tenido un mayor éxito; en el caso específico del transporte rodado, existen todavía pocas alternativas de diversificación y sustitución energética que sean económicamente viables. Así, desde la crisis del petróleo de los años 1970s, se han venido aplicando políticas de desacoplamiento energético que han reducido la dependencia energética (especialmente del petróleo) de estos sectores en los países desarrollados con un notable éxito, con excepción del transporte.

Dentro de las pocas opciones de sustitución de los derivados del petróleo en el transporte, los biocarburantes, especialmente el etanol y el biodiesel, son los carburantes renovables alternativos que más se han desarrollado en los últimos años. Obtenidos de la biomasa, su relación con los mercados agroalimentarios es muy importante ya que en muchos casos el coste de oportunidad de producir para el mercado energético de los biocarburantes está determinado por el coste de reducir la oferta de productos para el mercado alimentario. Partiendo de las condiciones de los mercados internacionales de crudo y de productos agrícolas, muchos países se han embarcado en la aplicación de políticas para promover el desarrollo de una industria de biocarburantes propia, con una fuerte vinculación al sector agroindustrial doméstico, con el fin de alcanzar una serie de objetivos políticos de carácter energético, medioambiental, económico y social. Entre los que cabe mencionar, la reducción de la dependencia energética en el petróleo importado, la reducción de emisiones de gases GEI para contribuir en la lucha contra el cambio climático, la reducción del déficit de la balanza de pagos, el desarrollo y el incremento del empleo rural, o el desarrollo tecnológico, entre otros.

Los biocarburantes puros o en mezclas con gasolina o diésel son utilizados en muchos países con el fin de abordar los costes generados por la dependencia en fuentes externas de energías primaria, así como los beneficios económicos y políticos de la sustitución o diversificación de estas fuentes. En este sentido hemos considerado que una visión panorámica del funcionamiento del mercado de carburantes para el transporte rodado, podría brindarnos mayores elementos de análisis que permitan acercarnos a la relación que hay entre el desarrollo del mercado de los biocarburantes en los países analizados, y las políticas, regulaciones y decisiones privadas, que han afectado la evolución de estos mercados a lo largo del tiempo.

I.1.1. El petróleo como fuente no renovable de energía primaria

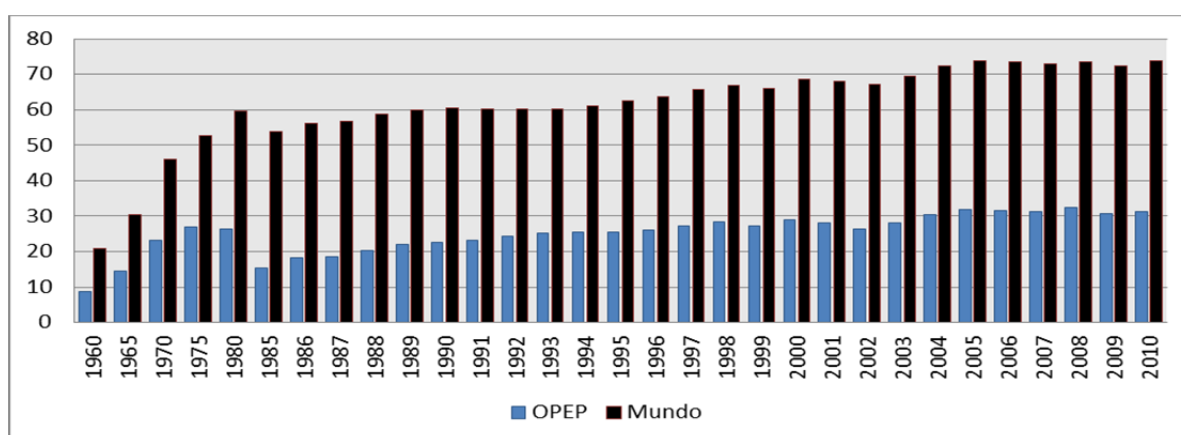
De acuerdo con el ritmo de los procesos de la naturaleza, las fuentes primarias de energía pueden clasificarse en fuentes de energía no renovables y en fuentes de energía renovable. A su vez, las fuentes renovables de energía primaria pueden ser subdivididas en fuentes de energía almacenable o no almacenable. Las fuentes almacenables de energía como la biomasa, la hidroelectricidad y algunas formas de energía geotérmica, pueden ser utilizadas o almacenadas, y la cantidad de este tipo de energía que es utilizada afecta la cantidad disponible del recurso en los periodos futuros

siguientes. Las fuentes primarias de energías no almacenables como la energía eólica o la radiación solar, también pueden ser utilizadas, pero la cantidad usada en un determinado momento del tiempo no tiene un efecto sobre la cantidad disponible en el futuro inmediato. En el caso del mercado de productos energéticos, la mayoría de productos son almacenables, por ejemplo la gasolina, el diésel, el gas natural, el carbón, pero otras formas de energía como la electricidad generalmente no son almacenables.

Las fuentes de energías primaria no renovables, como los combustibles fósiles, son aquellas fuentes de energía cuyo ritmo natural de renovación es tan lento a escala humana, que es más apropiado considerar su disponibilidad limitada a sus propias existencias y no su renovación futura. Entre estas podemos mencionar el petróleo, el gas natural, el uranio o el carbón. Durante la mayor parte de la existencia humana, los hombres han dependido de las fuentes de energías renovables, particularmente en la biomasa, utilizada para la cocción de alimentos, la generación de calor o de luz. Sin embargo, desde el siglo XIX los recursos naturales energéticos han venido superando el consumo de fuentes renovables de energía. Primero el carbón, y posteriormente en el siglo XX el petróleo y el gas natural. En la actualidad, como veremos más adelante las naciones desarrolladas basan sus economías en el uso de fuentes no renovables de energía, principalmente en combustibles fósiles.

Las fuentes no renovables de energía no pueden prolongar su dominio del mercado de energía para siempre, por lo que la transición de fuentes de energías primaria fósil a fuentes renovables de energía primaria es inevitable en el futuro. Aun estando clara la transición, no está claro que fuentes renovables de energía pasarían a dominar los mercados energéticos, pero sobre todo existe considerable incertidumbre acerca de cuándo se iniciará el cambio hacia las fuentes renovables de energía, así como sobre la capacidad de éstas fuentes para cubrir la demanda energética del futuro (Kneese & Sweeney, 2006).

Gráfico 1 – 2: Evolución de la producción mundial de crudo



Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA, 2012b)

El estudio de la economía de las fuentes de energía no renovables se inicia con los artículos de Lewis Grey (1914) y posteriormente es expandido por el trabajo de Harold Hotelling en 1931, quien examina desde el punto de vista económico la extracción óptima intertemporal, asumiendo un conocimiento perfecto del stock de los recursos y con precios futuros perfectamente predecibles de los recursos extraídos. La idea básica de los estudios que se basan en el presupuesto del conocimiento perfecto de las existencias, se basa en que los patrones de extracción óptima

reconocen un coste de oportunidad, además del coste marginal de extracción. Toda la información sobre el rol de los precios futuros y de los costos, se pueden subsumir en este coste de oportunidad, de tal forma que una empresa energética competitiva podría seguir extrayendo petróleo a una tasa determinada hasta que la suma del coste marginal de extracción y el coste de oportunidad se igualen al precio de venta del mercado. El precio podría exceder el coste marginal, aun si la empresa energética estuviera operando en un mercado perfectamente competitivo, entonces el coste de oportunidad podría evolucionar suavemente a lo largo del tiempo. En tanto se acerque el momento de la extinción del recurso extraíble, el coste de oportunidad y el coste marginal de extracción, aun manteniendo bajas la tasas de extracción, podrían incrementarse hasta que queden igualados a los precios de estos recursos en el mercado de bienes primarios, momento en el cual el proceso de extracción pierde sentido económico y se detiene (Watkins, 2006).

La teoría económica de las energías no renovables, sostiene que los precios del mercado de crudo y otros recursos fósiles, podrían incrementarse gradualmente hasta igualar el costo de producción de los productos sustitutos, alcanzando a cubrir plenamente dicho coste cuando el recurso no renovable se encuentre cerca de del punto de agotamiento. Así, los productos sustitutos son producidos en pequeñas cantidades que se van incrementando progresivamente mientras se acerca el punto económico de agotamiento del recurso fósil. Las fuerzas del mercado corrigen y guían el incremento de los precios, hasta que los precios de las "*commodities*" se hayan acrecentado lo suficiente como para que la demanda sea cubierta plenamente con los productos sustitutos (Kneese & Sweeney, 2006).

Sin embargo, el ciclo económico para las fuentes energéticas no renovables como el petróleo está afectado por más factores que hacen que sea un proceso mucho más complejo y mucho más expuesto a errores y sorpresas. El ciclo generalmente se inicia con las innovaciones que permiten hacer uso energético del crudo. La evolución tecnológica necesaria para la explotación del crudo y para el desarrollo de productos sustitutos, se encuentra parcialmente influenciada por las fuerzas del mercado, incentivada por las decisiones regulatorias de los Estados, pero también se encuentra afectada por factores aleatorios que afectan su desarrollo. Casi siempre, el tamaño y la localización del crudo de petróleo permanecen desconocidos, por lo que se necesita inversión en actividades de exploración para localizar los depósitos de los recursos. Pero la exploración para ubicar depósitos de crudo y otras fuentes fósiles de energía, es una actividad generalmente muy costosa. Por esto, para las compañías es generalmente óptimo explorar solo lo suficiente como para satisfacer sus expectativas de extracción y beneficios de corto plazo (Krautkraemer, 1998).

Una vez que los recursos son descubiertos pasan a denominarse reservas, y típicamente solo representan una fracción del recurso base, por lo que tampoco brindan información confiable sobre las dimensiones del stock del recurso. En este sentido, las compañías pueden extraer óptimamente, por ejemplo, el petróleo de las reservas probadas, pero no pueden saber con certeza la cantidad o lo costos de extracción de los depósitos de crudo que todavía no han sido descubiertos. El costo de oportunidad dependerá de los precios futuros del crudo extraído, pero el precio del crudo extraído en el futuro dependerá ensimismo de la demanda y la oferta futura, que a su vez dependerá de la incertidumbre de los nuevos descubrimientos de depósitos de crudo en el futuro, lo cual es bastante impredecible (Kneese & Sweeney, 2006).

Dada la complejidad y la incertidumbre de la evolución futura del mercado de crudo, es importante además de enfocarse en el coste de oportunidad, prestar una mayor atención a las respuestas del

mercado, a los cambios aleatorios en las tecnologías, a la evolución de las reservas, así como en otra información importante del mercado. Asimismo, parece apropiado abandonar la noción de que los mercados guiarán automática y óptimamente la transición del uso energético de las fuentes no renovables a fuentes renovables (Dasgupta & Heal, 1995).

Sin embargo una cuestión central permanece siendo lógica: Si existe solamente un stock limitado de recursos descubiertos y no descubiertos, entonces habrá solamente un limitado número de años durante los cuales el recurso puede ser extraído. El patrón general se inicia con un periodo en el cual el recurso no es utilizado a causa de la ausencia de desarrollo de las tecnologías para su extracción y su explotación. La extracción se incrementa con el tiempo, en tanto la tecnología se desarrolle y la demanda se incremente. Los precios de las “*commodities*” pueden caer cuando los costos de exploración y extracción empiezan a declinar. Aun cuando este periodo puede ser relativamente largo, en algún momento el incremento de los costes debido al agotamiento del recurso empieza a superar los costos decrecientes impulsados por el desarrollo tecnológico. La tasa de extracción decae hasta que finalmente los stocks económicamente explotables del recurso son agotados. En ese punto, los consumidores de los recursos no renovables como el petróleo, deben recurrir a otros medios para satisfacer la demanda de servicios energéticos, como la demanda de carburantes para el transporte rodado (Dasgupta & Heal, 1995).

Si el mercado funciona bien, las energías renovables estarán disponibles en cantidades suficientes como para satisfacer aquella demanda de servicios a costes razonables. Una transición hacia una participación plena de energías renovables en la matriz energética mundial, habrá tenido éxito cuando exista un adecuado suministro de energía para satisfacer la demanda a los precios de mercado. Sin embargo, dada la complejidad y la incertidumbre de los mercados energéticos, no es obvio que esta transición se produzca automática, suave y óptimamente como se ha sugerido líneas arriba. Es posible que los carburantes fósiles ahorrados para el futuro nunca sean finalmente utilizados ni necesitados como fuente de energía, en tanto los productos sustitutos estén disponibles a un menor coste de producción antes de lo esperado. Es posible también que los carburantes fósiles sean rápidamente agotados pero que los costos de los sustitutos renovables permanezcan por encima de los niveles esperados, o que las cantidades de los recursos renovables sean más limitadas que las cantidades esperadas. En este contexto de incertidumbre, las políticas públicas pueden fallar en el logro de ciertos tipos de objetivos, formalmente asumidos (Kneese & Sweeney, 2006).

I.1.2. Breve panorámica de la evolución del mercado internacional del petróleo

La evolución del mercado internacional del petróleo ciertamente ha marcado la historia de la política energética de la mayoría de países, tanto de los países productores y exportadores de crudo, como de los países importadores y consumidores del petróleo y derivados, aunque con diferentes objetivos y con distintos intereses muchas veces contrapuestos.

A finales del siglo XIX el mercado internacional del petróleo se encontraba bastante regionalizado y la producción estaba dominada por compañías estadounidenses, siendo los productos derivados del petróleo, el cuarto más grande rubro de exportación a inicios del siglo XX para este país. Sin embargo, los mercados estaban bastante aislados debido a los altos costes del transporte. Esta

situación favorecía los grandes monopolios regionales, como fue el caso de la “*Standard Oil*” en EEUU.

Sin embargo, tras un periodo de alta concentración del mercado estadounidense de crudo, la posterior segmentación de la petrolera por la Corte Federal, incrementó el nivel de competencia en un mercado antes monopolizado, además de la participación de nuevas compañías petroleras. Así, la desmembración de la *Standard Oil Corporation* tras aplicación de la Sherman Act dio lugar a la *Standard Oil New Jersey*, con casi la mitad del valor, y renombrada como Exxon en 1972; la *Standard Oil of New York*, que se convertiría en la *Mobil Oil Corporation* antes de fusionarse con la Exxon; La *Standard Oil California*, que daría lugar a *Chevron Corporation* en 1984 adquiriendo la *Gulf* en el mismo año, La *Standard Oil of Indiana* que daría lugar a *AMOCO Corporation* en 1985 y se fusionaría con la *British Petroleum* en 1998. Y la *Standard Oil of Ohio*, ahora la versión americana de la BP desde 1987. Este cambio aceleró las actividades de exploración y extracción de crudo en los pozos, lo que gradualmente incrementaría la oferta interna, así como la tasa de agotamiento del carburante fósil en EEUU (Tarbell, 2009).

Desde la primera década del siglo veinte se inicia un proceso de internacionalización de la industria del petróleo, así como el progresivo desplazamiento del carbón como principal fuente de energía primaria en la matriz global de energía, de la mano del desarrollo de la industria automovilística, así como de otros servicios (incluyendo la demanda militar durante la guerra). Y la intervención del Estado en el negocio del petróleo se inicia con la adquisición del 51 % de la *Anglo-Persian Oil Company*, más tarde BP. Los países industrializados iniciaron su dependencia en el petróleo después de la segunda guerra mundial, en medio del agotamiento de las reservas norteamericanas. Como respuesta las compañías petroleras incrementaron su inversión en la producción de nuevo crudo de petróleo, lo que llevó a una superabundancia la producción y bajó los precios para 1928, lo que eliminó del mercado a las pequeñas empresas (Parra, 2004)

De acuerdo con Stevens (2008), hasta fines de la segunda guerra mundial el mercado internacional de petróleo, que se había desarrollado notablemente tras los descubrimientos de los yacimientos petroleros en Medio Oriente, estuvo dominado por un grupo limitado de compañías petroleras conocidas como las siete hermanas. Éstas fueron la *Standard Oil Company of New Jersey* (más tarde Exxon, y ahora ExxonMobil), *Standard Oil Company of New York* (más tarde Mobil, y ahora ExxonMobil), *Standard Oil of California* (ahora Chevron), *Texas Oil Company* (ahora Chevron), *Royal Dutch Shell*, *Anglo-Persian Oil Company* (ahora BP) y *Gulf Oil* (ahora parte de Chevron y parte de BP). En un primer periodo, estas grandes compañías competían asiduamente por las cuotas de mercado mundial, en el contexto de una creciente demanda de consumo de petróleo, derivada principalmente del “*Fordismo*” y del desarrollo general de la industria automotriz. Las estructura oligopólica del mercado y las altas rentas del petróleo, favorecían la inversión en una industria que ya se caracterizaba por tener costes marginales muy bajos e ingresos marginales altos. Posteriormente, estas grandes compañías pasaron de la competencia a la colaboración. Este cambio tenía el objetivo estratégico de mantener las cuotas de mercado y evitar a toda costa la competencia de precios.

Con este fin se introdujo por primera vez un sistema de paridad de precios con el Golfo de México y posteriormente con el precio del Golfo Pérsico. Para estabilizar los mercados las grandes *Internacional Oil Companies* (IOC) decidieron minimizar la competencia en el Acuerdo de Achnacarry (Escocia) del 1928. En este acuerdo se estableció, un mecanismo de paridad de precios consistente

en el precio de crudo de la Costa del Golfo de EEUU más los costes del transporte (*FOB Price*). La exclusión del mercado estadounidense, permitió proteger la producción nacional de la expansión de nuevas fuentes de suministro. Desde los años 1930s en adelante el Medio Oriente, por sus grandes reservas, fue convirtiéndose en el centro de atención de la industria internacional del petróleo. Aunque el Acuerdo de Achnacarry se repartía el mercado del petróleo entre las siete hermanas, las petroleras no pudieron restringir el acceso al mercado del Medio Oriente, y la producción fuera de esta región también se incrementó. A pesar de que los países productores reclamaban una mayor participación en la renta petrolera, el conocimiento tecnológico, la capacidad financiera y el control de la distribución por parte de las IOC occidentales, influenciaban las condiciones de reparto de los beneficios del petróleo, ya que los países no podían hacer funcionar la industria sin las multinacionales. Asimismo, EEUU se convierte durante este periodo en un importador neto de petróleo y esto requirió un cambio en la política de precios para asegurar un suministro de petróleo más competitivo desde las reservas del Medio Oriente. La política de expansión del mercado resultó en una caída de los precios en el mercado internacional, afectando los ingresos de los países productores provenientes de la regalías que cobraban a las IOC. Con los cambios en las políticas de precios para favorecer el suministro al menor coste, emergió un sentimiento de que la política que gobernaba los precios en el mercado internacional de crudo servía a los intereses de los países importadores. Desde entonces, los países productores decidieron trabajar juntos y cooperar para proteger sus propios intereses en el mercado el petróleo (Van der Linde, 1991).

Durante la post guerra y hasta principios de los años 1970s, el incremento de la demanda y la reconfiguración de las Compañías petroleras en "*Joint Ventures*" elevaron la eficacia de los nuevos acuerdos de cuotas y precios, dando como resultado grandes suministros de petróleo por debajo de los precios de competencia. Entre 1958 y 1972 la demanda mundial se triplicó, creciendo un promedio anual de 8,1%. Asimismo, los precios seguían siendo establecidos en paridad con el Golfo de México, y este mecanismo reducía finalmente los ingresos de los países productores. Éstos, con mayores expectativas económicas sobre las potenciales rentas petroleras en una nueva reconfiguración de los derechos de propiedad sobre los recursos petrolíferos, se agruparon en la OPEP en 1960. Como consecuencia de esto, las relaciones entre el Estado propietario del recurso y las compañías extractivas se hicieron conflictivas. Los países productores consideraban que los contratos de concesión establecían cláusulas leoninas en detrimento de sus derechos soberanos sobre sus recursos naturales y que la política de bajos precios acordada entre las IOCS y los países importadores, reducían enormemente los beneficios derivados de la explotación. Además consideraban que la intervención del Estado elevaría no solo la redistribución injusta de las rentas, sino también la eficiencia en la asignación de los recursos petroleros (Stevens, 2008). En el gráfico 2 podemos observar que el nivel de oferta de crudo de los países agrupados en la OPEP ha sido menor en relación a los demás productores mundiales, reflejando el interés por incrementar las rentas del petróleo en el mercado mundial.

De acuerdo con (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004), la emergencia de la competencia en el plano internacional desfavorecieron la posición dominante de las IOC tradicionales. Al volverse más dependientes del petróleo, los países industrializados de occidente se hacían más vulnerables. Además, el posicionamiento del poder de las grandes IOC (las siete hermanas) en el mercado internacional se encontraba bajo una gran presión al inicio de los años 1970s. En 1972, aunque las "Siete hermanas" seguían controlando el 71 % de la producción mundial de petróleo (excluyendo

EEUU y los países comunistas), el 49 % de la capacidad global de refino y el 54 % del mercado de productos, su poder empezó a declinar en favor de los países productores. Las ambiciones de los países productores se materializaron con la nacionalización de la industria en Libia y Argelia, en 1971 y 1970 respectivamente, como producto de las actividades de administración de la política petrolera de la OPEP. El estatus de las Siete Hermanas fue seriamente afectado por mucho tiempo por las llamadas Compañías Petroleras Americanas Independientes (*Occidental, Philips, Getty, Standard Oil of Indiana*), así como por la emergencia en el mercado de compañías nacionales y mixtas como las francesas CFP, la Elf-ERAP, así como las italianas ENI y Agip. La nueva competencia ofrecía a los países productores nuevas perspectivas de expansión de las rentas del petróleo. Estos nuevos rivales necesitaban fortalecer su posición y estaban mucho más dispuestas a ceder a las demandas de los países productores, que las Siete Hermanas.

Progresivamente, la OPEP pasó de 5 países miembros en 1960 a 13 en 1973. Con el principal objetivo de incrementar el ingreso por las exportaciones de petróleo en sus países miembros, la OPEP buscaría romper con la integración vertical de las grandes multinacionales extractivas. Estos países consideraban que el incremento de los precios del petróleo era mucho menor que el que había experimentado la producción industrial de los países desarrollados de occidente (Van der Linde, 1991).

A principios de los 1970s los países de la OPEP demandaban una mayor participación en la extracción nacional de petróleo, que estaba controlada principalmente por las grandes IOC occidentales, así como una compensación por la devaluación del dólar, que era la moneda de pago del petróleo. En enero de 1972, esas demandas llevaron a un nuevo acuerdo de la OPEP con las occidentales que incrementó no solamente los ingresos de los países productores, sino que además incrementó la participación nacional en un 51 %. El peso de las decisiones de la OPEP y la evolución en el mercado internacional, se tradujo en un debilitamiento de las condiciones de negociación por parte de las IOC y un fortalecimiento del poder de los países productores (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004).

Con una muy baja elasticidad precio de la demanda, los países industrializados de occidente dependían de las importaciones de petróleo, dado que la producción fuera de la OPEP no era suficiente para cubrir la demanda de los países de la OCDE. Los cambios en los términos de negociación entre las grandes compañías y los países productores condujeron a un abrupto incremento de los precios internacionales del crudo, ocasionando las llamadas crisis del petróleo de los años 1970s. Por un lado se elevaron enormemente los ingresos de los países productores en detrimento de los países consumidores y por otro se consolidó la intervención Estatal en el sector extractivo, acabándose con el modelo de concesión, lo que perjudicó económicamente a las compañías petroleras internacionales, que perdieron el control de la producción, basado en la integración vertical (Van der Linde, 1991).

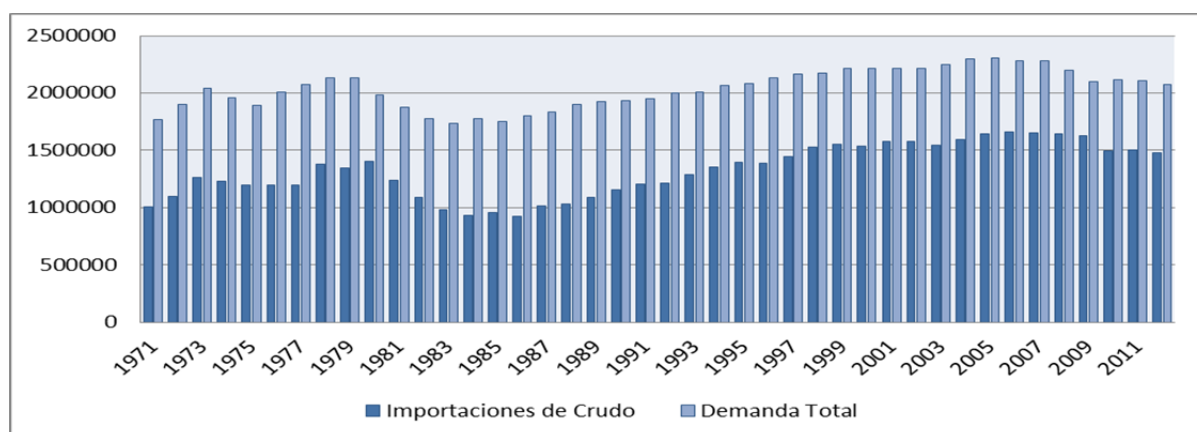
Los países de la OCDE adoptaron, una serie de decisiones para enfrentar la crisis.¹ Entre estas medidas se disponía de procedimientos de respuesta ante una situación de crisis de suministro de

¹ Ver: *Recommendation of the Council of 29th June, 1971 on Oil Stockpiling [C(71)113(Final)]; Decision of the Council of 14th November, 1972 on Emergency Plans and Measures and Apportionment of Oil Supplies in an Emergency in the OECD European Area [C(72)201(Final)]; Recommendation of the Council of 10th January, 1974 on the Supply of Bunker Fuels for Shipping and Fishing [C(73)257(Final)].*

petróleo en Europa. Sin embargo, esos procedimientos no fueron implementados durante la crisis petrolera, por lo que solamente se alcanzó a hacer recomendaciones de almacenamiento preventivo en Europa, medidas que fueron insuficientes y limitadas ante la situación de crisis energética. Aunque la OCDE tenía estructuras tales como el Consejo, el Comité Ejecutivo, y el Comité para la Energía, e intentó reducir el riesgo energético mediante la cooperación entre los países miembros, no pudo responder efectivamente ante la crisis energética de los 1970s.² Junto a EEUU y otros países afectados por la crisis exógena del petróleo, reunidos en el Consejo de la OCDE, decidieron crear la Agencia Internacional de la Energía, que se encargaría de administrar la demanda de petróleo mediante la acción coordinada de los países miembros (Scott, 1994).

Posteriormente, el exceso de la capacidad de producción de petróleo, determinado por las expectativas del incremento de precios y de las rentas derivadas del aumento de la demanda mundial, condujo al conflicto entre los miembros de la OPEP por la determinación y el cumplimiento de las cuotas de producción correspondientes a cada uno de estos. Las expectativas también condujeron al incremento de la producción en países fuera de la OPEP. Finalmente la sobreproducción mundial llevó al desplome de precios en 1986 (Stevens, 2008). En el gráfico 3 podemos observar que la evolución de las importaciones de petróleo representa una parte substancial de la demanda interna de petróleo en la región de la OCDE.

Gráfico 1 – 3: Importaciones como parte de la demanda de crudo en la OCDE (Kt)



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE-Library (2013)

El desplome de precios de 1986 fue visto como un fallo del Estado y los países productores empezaron a renegociar con las compañías para compensar los bajos precios de mercado con mayores volúmenes de ventas. Así, hasta finales de los 1990s, el mercado internacional del petróleo funcionó bajo la premisa de la eficiencia de los mercados, mientras que la política internacional, como el embargo de la ONU a Irak tras la invasión a Kuwait, se justificaba en permitir al mercado funcionar libremente. Asimismo, la competencia internacional se incrementó con la aparición de compañías de países emergentes como China e India, mientras que se desarrollaba rápidamente el mercado de derivados financieros para los productos petroleros. (Van der Linde, 2000)

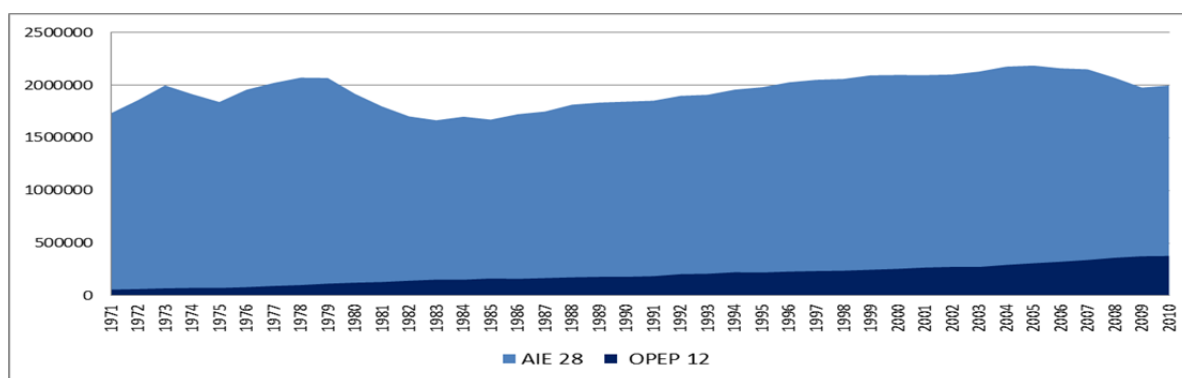
Sin embargo, la inestabilidad del mercado por un lado, y los costes externos medioambientales por otro, favorecerían una mayor intervención estatal en el mercado de hidrocarburos. El incremento de fusiones y adquisiciones en el sector y la notable reducción de las inversiones en prospección, habían afectado la oferta al restringir la capacidad de producción. Como resultado la intervención

² Ver: OCED Council Decision Establishing the Agency [C(74)203(Final)]

del Estado se justificaba esta vez en evitar los problemas de seguridad de suministro, volatilidad de precios y los costes no internalizados de la contaminación del medioambiente. (Vivoda, 2009)

De acuerdo con Stevens (2010), el dramático aumento de la demanda mundial especialmente en Asia y la baja capacidad de producción en el primer lustro del 2000 hicieron innecesario los acuerdos de la OPEP hasta la crisis financiera de 2008 cuando la demanda mundial cayó, y los acuerdos para cortar la producción fueron necesarios para mantener los precios. Una nueva ola de nacionalismo promovida por la necesidad de incrementar los beneficios que dejaba el petróleo en los países productores, relegó el rol de las compañías internacionales nuevamente a un segundo plano. La alta fiscalidad en los países productores, reduciría las rentas de las compañías. Esto y la organización societaria de las propias compañías occidentales, que priorizaba el pago de dividendos a los accionistas impactaría negativamente en las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de producción, lo que en consecuencia afectaría la oferta total en el mercado internacional.

Gráfico I – 4. Demanda de petróleo AIE y OPEP



Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2011)c

Asimismo, las restricciones en la oferta por parte de la OPEP, en un escenario de alta competencia con las compañías asiáticas por el acceso al “*upstream*” en los países productores, incrementaron la volatilidad y elevaron los precios del crudo hasta niveles históricos en julio del 2008 (147\$ en el NYMEX). La volatilidad de precios, era tan alta que para fines del mismo año se experimentaba un nuevo colapso que hundía los precios en un 25 % del precio pico del 2008 (38.60\$ en el NYMEX). Esta situación, como en el pasado, motivó nuevamente nuevas negociaciones de los países productores con las compañías internacionales con el fin de aumentar la producción y nivelar la caída del ingreso petrolero. Sin embargo, la incertidumbre política en los países productores, y la falta de seguridad jurídica necesaria para elevar la inversión en exploración y extracción, deterioraron los incentivos de las compañías petroleras internacionales para incrementar la inversión en capacidad de producción y aumentar la oferta. Solo la recesión en las economías industriales causadas por la crisis financiera reequilibraría el mercado al reducirse la demanda energética por la depresión de la economía. La recesión económica global dio lugar a que la capacidad de reserva de producción de crudo se haya incrementado rápidamente. Esto sería una nueva causa de conflictos entre los países productores, en relación con el cumplimiento de la disciplina de cuotas que establecía la OPEP (Stevens P. , 2010).

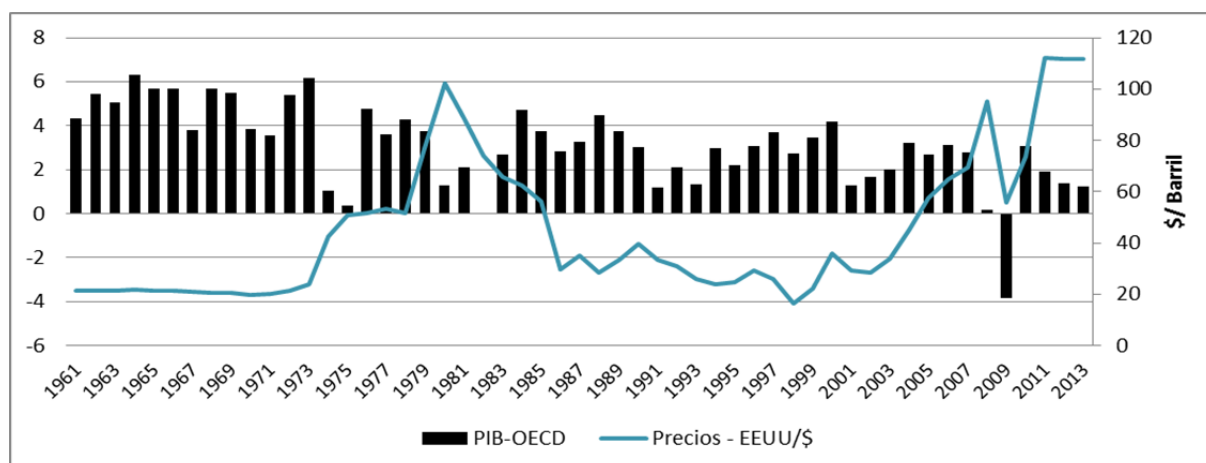
I.1.3. El coste del petróleo

Muchas razones se han ofrecido para tratar de explicar el persistente incremento en el comportamiento de los precios del crudo, incluyendo aquellas que se fundamentan en el progresivo agotamiento del recurso y por tanto la mayor escasez generada en un mercado con una demanda energética creciente; otras que se basan en que el mercado de crudo solamente se comporta de forma aleatoria y otras que reflejan las decisiones de los gobiernos de naciones independientes que intentan satisfacer sus objetivos de desarrollo. Una de las explicaciones de la evolución de los precios que presenta mayor sustento empírico, es que los precios del crudo son afectados por el uso cooperativo del poder de mercado por parte de los miembros de la OPEP (Adelman, 2002).

De acuerdo con Mitchell (2008), el precio del petróleo es el resultado del balance entre la oferta y la demanda, afectadas por la estructura de los mercados del petróleo y la propiedad de los recursos, teniendo ninguno de estos elementos carácter estacionario. Durante el período comprendido entre 1870 a 1970 el suministro de petróleo estaba caracterizado por una siempre expansiva oferta, con costes decrecientes debido al progresivo desarrollo tecnológico de la producción y el transporte, que era fomentado por los gobiernos en los que se descubrían nuevos yacimientos. A su vez, las compañías internacionales controlaban el mercado internacional a través de la integración vertical y participaciones societarias cruzadas, tratando siempre de proteger los precios de las caídas abruptas y expandiendo la demanda para poder absorber la oferta creciente. La toma de control de la producción y precio por los países productores ante el aumento de la demanda llevó a cuadruplicar los precios en 1973 y a duplicarlos nuevamente en 1979. El mercado integrado verticalmente fue reemplazado por un mercado mundial en el cual las compañías estatales de los países productores venden directamente a las compañías de refino.

Además de la crisis económica de costes provocada por los abruptos incrementos del crudo, las políticas antiinflacionarias en los países importadores favorecieron la recesión y la demanda mundial de crudo cayó, perdiéndose 10% del mercado mundial de la energía. La capacidad de sobreproducción fue gestionada por los gobiernos de los países de la OPEP a través de cuotas y acuerdos que estabilizaron los precios a rededor de los 30\$ por barril. Las fluctuaciones de los precios perduraron alrededor de este nivel hasta 2003, cuando la demanda volvió a correr nuevamente más rápido que la oferta y los precios emprendieron otra tendencia alcista (Mitchell & Stevens, 2008). En el gráfico 4 podemos observar la evolución de los precios del petróleo en relación al PIB de la región OCDE.

Gráfico I – 5: Precios del petróleo y PIB



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE-Library (2013) y IEA (2013) *(EEUU\$ ajustados a la inflación)

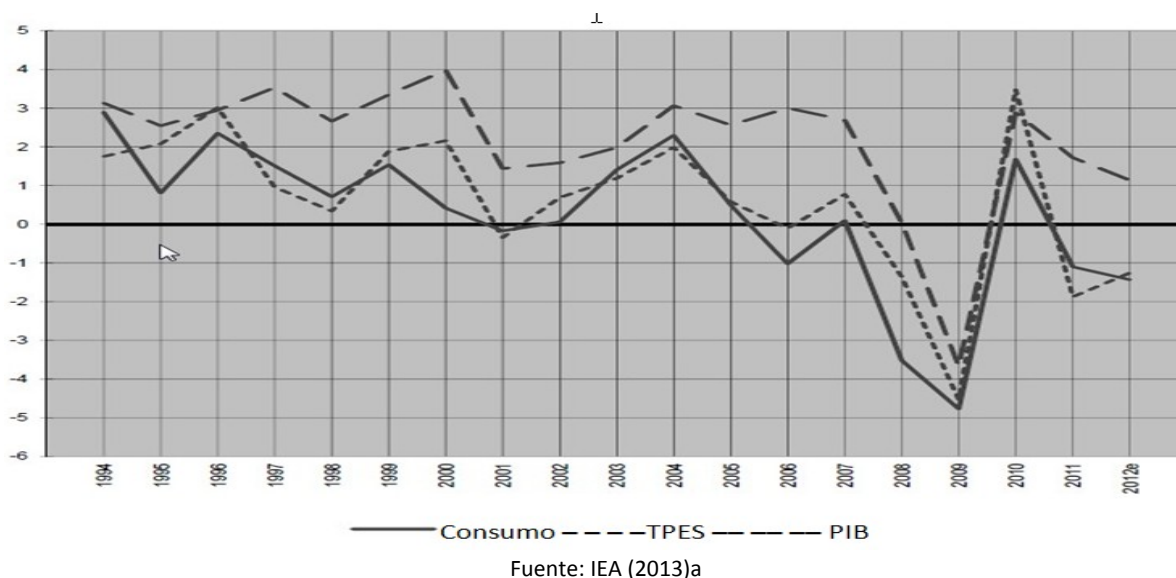
En relación con el impacto de los altos precios del petróleo en la economía mundial, ha habido un considerable consenso en que los altos precios del petróleo inhiben el crecimiento económico global. De acuerdo con Hamilton (1983), todas menos una de las recesiones experimentadas en los Estados Unidos desde 1945 han sido precedidas por un periodo de altos precios del petróleo. Para Huntington (2004), así como para Jones y otros (2004), la evidencia empírica todavía es bastante significativa al analizar la influencia del incremento de precios del petróleo en el PIB. A pesar de estas observaciones, algunos cuestionan la importancia actual del precio del petróleo, así como la relevancia de los efectos de la intensidad energética sobre la balanza de pagos, el PIB y otras variables macroeconómicas, en relación con su relevancia durante los años 1970s. Por ejemplo el Banco de Desarrollo asiático considera que un incremento en el precio de 10\$ puede reducir el PIB de Asia un 0.1%, la balanza comercial en un 0,3% e incrementar la inflación en un 0.5 del IPC.³

Si bien es difícil determinar los efectos precisos de los precios del petróleo en el PIB, muchos consideran que el crecimiento económico en 2005 fue ralentizado por el repunte de los precios del crudo. Además, cabe resaltar que el desplome de la economía global causada por la crisis financiera coincide con el pico de precios del petróleo de 2008, como podemos ver en el gráfico número 4. Sin establecer una relación de causalidad directa, es bastante probable que la tendencia alcista de los precios del petróleo haya tenido un efecto amplificador en relación a los costes de recuperación de la senda del crecimiento del PIB, principalmente en Europa y EEUU, dos de los más grandes importadores de crudo del mundo.⁴ En el gráfico I-5 podemos observar el comportamiento del PIB en relación a los cambios en el consumo de petróleo y el suministro total de energía primaria en la OCDE

Gráfico I – 6: Cambio porcentual en el consumo de petróleo, Suministro total de energía primaria y PIB en la OCDE

³ Otros como (Barsky & Kilian, 2004) han considerado que la relación causal entre precios y PIB es espuria, mientras que afirma que los altos precios del crudo son desencadenados por el fuerte crecimiento económico. Aun así, los modelos usados para explicar esta causalidad funcionan notoriamente mal cuando se analizan cambios inesperados en las expectativas sobre los altos incrementos en los precios del petróleo.

⁴ Ver: Stevens (2005) y (Blanchard & Gali, 2007)



Desde el embargo aplicado por la OPEP en 1973 la dependencia energética de energía primaria (entendida como importaciones de petróleo), así como la vulnerabilidad de los sistemas energéticos, pasaron a ser una prioridad en la agenda los países de la OCDE. Una vez altos los precios del petróleo, poco podían hacer los países industrializados para tratar de reducir el impacto negativo del shock en la economía. La baja elasticidad precio de la demanda en el corto plazo reflejaba las características del petróleo como elemento esencial e insustituible para la economía de los países de la OCDE. En el corto plazo la elasticidad tanto de la oferta como la demanda eran cercanas a cero, dado que la capacidad de extracción y exploración de nuevas reservas requieren un tiempo considerable de adaptación en el caso de la oferta. En el caso de la demanda los hábitos de consumo no responden rápidamente a las variaciones de los precios, principalmente por la carencia de productos sustitutos en el mercado y porque el mercado de productos petrolíferos es en un primer estadio un mercado de artefactos, automóviles que están diseñados para consumir cierto tipo de carburante, haciendo menos elástica la demanda ante una abrupta subida de precios (Bhattacharyya, 2011).

En el largo plazo, por el contrario, las políticas de diversificación energética, el desarrollo tecnológico, así como el desarrollo de las actividades de prospección y la aparición de nuevos actores en el mercado, pueden elevar la capacidad de producción propia y el nivel y diversidad de la oferta, como ha sido el caso de muchas economías emergentes fuera de la OPEP y algunas economías desarrolladas. Asimismo, los consumidores también pueden modificar su comportamiento incrementando su nivel de ahorro al moderar su consumo de carburantes o aprovechando las alternativas para la sustitución del petróleo que surgen con el desarrollo tecnológico.⁵ En la tabla 1 podemos observar la diferencia entre la elasticidad precio de la demanda en el corto y el largo plazo.

Tabla I – 1: Elasticidades per cápita de la demanda de petróleo por regiones

Regiones	Elasticidad Precio		Elasticidad Renta
	Corto plazo	Largo plazo	

⁵ Para mayor información al respecto se puede consultar: (Greene, Leiby, & Patter, 2008) y (Greene, 2010).

OCDE Norte América	-0.02	-0.12	0.22
OCDE Europa	-0.03	-0.11	0.49
OCDE Pacífico	-0.05	-0.25	0.39
Asia en desarrollo	-0.03	-0.21	0.73
Medio Oriente	-0.01	-0.07	0.67
Latino América	-0.03	-0.28	0.94
África	-0.01	-0.01	0.33

Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2008)

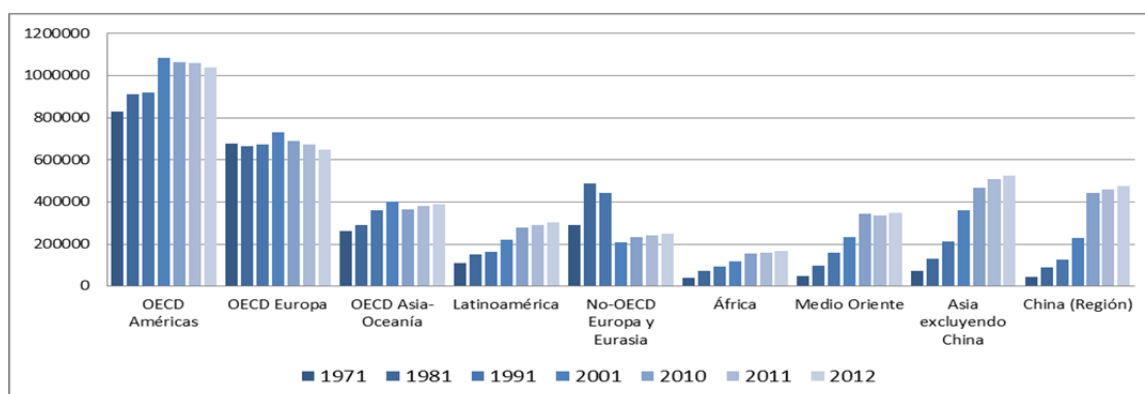
Una diferencia relacionada con los efectos de los shocks petroleros en la economía, radica en que el petróleo está menos correlacionado con los indicadores macroeconómicos que en los años 1970s. A pesar de que la crisis económica actual se concentra principalmente en los países miembros de la OCDE, las importaciones de petróleo como porcentaje de las importaciones de mercancías han caído considerablemente en los países de ingresos altos y medios si se les compara con los años 1970s. Sin embargo, pasa lo contrario con los países de bajos ingresos que son severamente afectados por el incremento constante de los precios del crudo. (Blanchard & Gali, 2007)

Dado que la demanda de energía es una demanda derivada, que implica primero la demanda de los dispositivos que utilizarán la fuente de energía, la respuesta ante el incremento de los precios del petróleo importa retrasos. Como el stock de productos que consumen combustibles derivados del petróleo es fijo, toma un tiempo considerable que la demanda se adapte al cambio del stock. En un escenario de crisis económica y altos niveles de desempleo, la demanda de petróleo responderá con esta misma lentitud al incremento de los precios, especialmente en los sectores de consumo donde la elasticidad precio de la demanda sea más baja, como en el sector del transporte rodado. También el hecho de que la valoración del petróleo sea en dólares y que este se haya devaluado notablemente frente a otras monedas, relativiza el impacto de los incrementos de precios entre los importadores con monedas más fuertes como el euro, en la medida que el aumento del precio se produce en dólares. En el gráfico 5 podemos observar que aun cuando el grueso de la demanda mundial se concentra en los países industrializados, gran parte del incremento mundial de la demanda de crudo desde 1971 se ha producido fuera de las fronteras de la OCDE.

El actual contexto del mercado de petróleo se caracteriza por tener, al igual que en los años 1970s un nivel alto en los precios del crudo, así como las expectativas compartidas acerca del incremento de los precios en los próximos años. Tanto en los años 1970s como en la actualidad, los gobiernos de los países en vías de desarrollo, ante los incrementos de los precios del petróleo en los mercados internacionales, han subsidiado el consumo en algunos sectores económicos. Debido a esto, su intensidad energética no ha respondido con un cambio en los patrones de consumo de sectores, como la generación eléctrica o la producción industrial, como sí ha venido sucediendo en los países de la OCDE, aunque en general y salvo la notable excepción del caso brasileño, comparten la baja elasticidad precio que caracteriza la demanda de carburantes para el transporte rodado. Actualmente los mayores exportadores de petróleo junto a India y China soportan el consumo interno con la ayuda de subsidios. Esto explica que la demanda internacional no haya caído a pesar

del incremento excesivo de los precios, sobre todo cuando gran parte del incremento de la demanda mundial proviene de estas economías.⁶

Gráfico I – 7: Evolución de la demanda mundial de crudo por regiones Kt/año



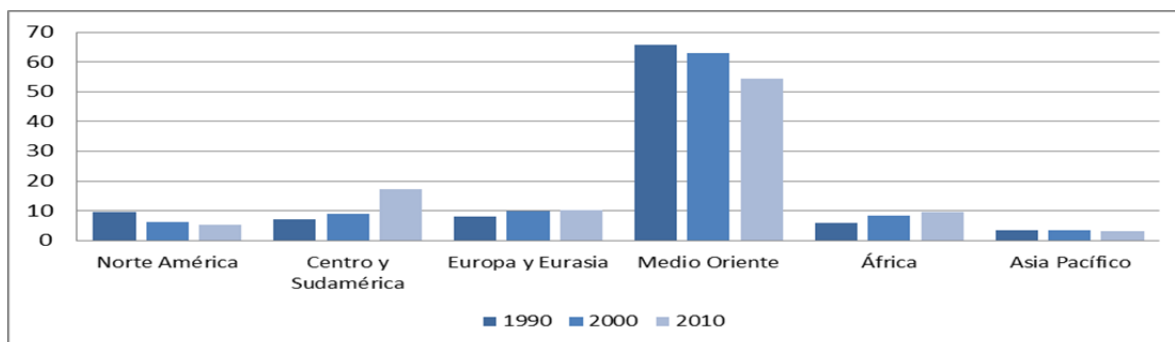
Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2011)

De acuerdo con Stevens (2009), las causas de los incrementos de precios tanto en los 1970s como hoy en día se basan en patrones similares en el comportamiento de la oferta y la demanda. Por el lado de la demanda, el excepcional crecimiento económico de los países de la OCDE durante los 1960s e inicios de los 1970s, impulsado por unos bajos precios internacionales de crudo, impulsaron un fuerte crecimiento de la demanda mundial del petróleo. En la actualidad la tendencia incremental de la demanda se mantiene alimentada no solo respecto del alto consumo en los países de la OCDE, sino además por el crecimiento económico de las economías emergentes (China, India, Brasil, Rusia etc.). Por el lado de la oferta hay varios aspectos que marcan patrones comunes entre los 1970s y la actualidad, como la poca inversión en capacidad de producción, el alto número de interrupciones de suministro tanto por causas políticas, como por la propia organización y eficacia de la industria petrolera, siendo principalmente la poca inversión en capacidad de producción desde 1998 una de las principales causas que han afectado los precios internacionales en la actualidad.

Los bajos precios del petróleo de los 1950s y 1960s inhibieron la exploración off-shore fuera de la OPEP, sin embargo ahora moverse hacia la exploración y explotación del petróleo tiene un gran sentido económico, como se viene haciendo con las reservas del PRE-SAL en Brasil, en las arenas asfálticas del Canadá, o los nuevos yacimientos de petróleo descubiertos en Argentina a principios de la última década. Sin embargo, En el gráfico I – 7 se puede observar que las mayores reservas probadas de petróleo convencional, se encuentran en una región que presentan no solo una proactiva gestión y administración de la oferta de crudo, sino un mayor grado de inestabilidad política que intermitentemente termina por afectar la fluidez del suministro de petróleo a los mercados internacionales. La situación de los mercados de energía, ha puesto en el centro de las agendas de los países deficitarios de crudo a la política energética, con el fin de reducir el impacto económico de esta dependencia en las importaciones energéticas de hidrocarburos.

Gráfico I – 8: Reservas probada de petróleo (Miles de millones de barriles)

⁶ Ver: (Stevens P. , 2009)

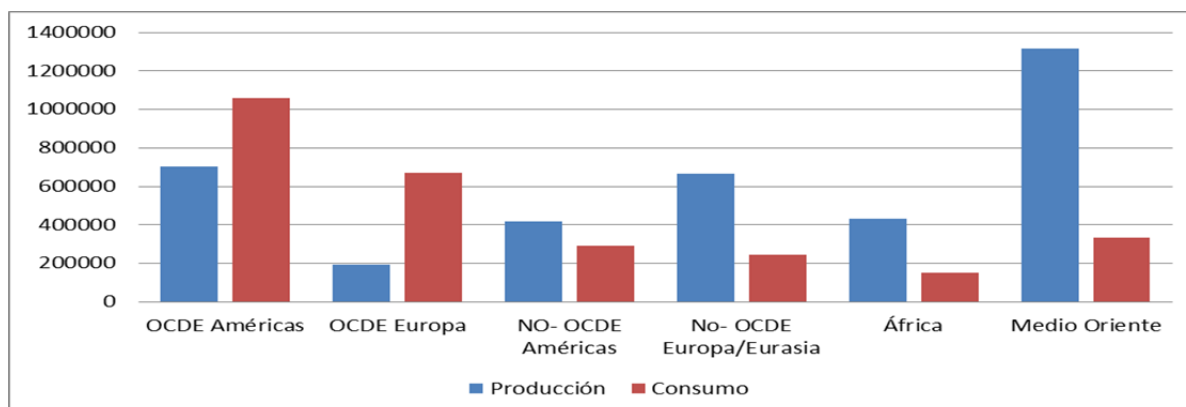


Fuente: Elaboración propia a partir de BP (2011)

Tanto en los 1970s como en la actualidad los altos precios del petróleo han sido acompañados de un creciente nacionalismo sobre los recursos naturales en los países productores, reflejando la naturaleza cíclica de este fenómeno. Esto se puede definir como *“una situación donde los países productores buscan maximizar sus ingresos provenientes de la producción presente de petróleo y gas, alterando los términos de inversión para el suministro futuro”*. Una vez que el petróleo ha sido descubierto y los costos de inversión para su desarrollo y explotación se encuentran *“hundidos”*, el poder de negociación cambia a favor del gobierno del país productor, que trata de incrementar los impuestos que gravan la actividad, cambiando unilateralmente los términos originales del contrato. Este fenómeno desincentiva por un lado las operaciones de las empresas privadas internacionales, y por otro lado da lugar a un mayor control estatal sobre el desarrollo de la explotación del recurso. La intervención del Estado en la Economía como base ideológica sobre una retribución más justa y eficiente de los recursos naturales para los países productores, se ha venido desplegando en la actualidad en países como Latinoamérica o Rusia, aunque por diferentes razones (Mitchell & Stevens, 2008).

En el gráfico 8 podemos observar el déficit de petróleo entendido como la diferencia entre la producción y el consumo.

Gráfico I – 9: Autosuficiencia energética relativa al petróleo al 2011 (regiones)



Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2013b)

A pesar de que el petróleo ha jugado un rol importante tanto en el sector estático (industrial, de generación eléctrica, y de calor en el sector residencial), como en el sector del transporte; los cambios en los patrones de consumo han sido diferentes. Por un lado está el caso de la caída del consumo de petróleo como combustible de caldera en los países de la OCDE a raíz de las crisis del petróleo en los 1970s. Por otro lado está el caso de los combustibles para el transporte rodado,

donde la falta de alternativas importantes al petróleo, ha contribuido a incrementar su presencia en el mercado a nivel mundial.

Con la caída de las disciplinas de cuotas emergió un sistema de precios de referencia, que es que rige en gran medida en el mercado actual del petróleo. El precio de referencia significa que el precio del crudo que no es comercializado libremente se indexa al precio del que si lo es, más o menos un factor de corrección, que es periódicamente corregido por el país productor dependiendo de las condiciones de mercado. En este sistema, el país productor puede manipular el factor de corrección, pero las mayores variaciones en los precios del crudo no comercializado, se atribuyen al precio de referencia al cual está atado. Tanto el Brent del Reino Unido, como el WTI (*West Texas Intermediate*) en EEUU han probado ser más resistentes a la intervención política en los precios. Sin embargo, la volatilidad se ha incrementado considerablemente, principalmente porque ha habido un cambio progresivo de los precios de referencia en el mercado de contado, a los precios de referencia en el mercado de futuros. (Luciani, 2011)

Aun cuando la lógica de mercado señala que su precio se genera marginalmente en las transacciones del último barril en el mercado físico, las inestabilidad e incertidumbre del mercado de contado debido a la disminución de los volúmenes de crudo y la facilidad con la que el mercado puede ser influenciado, ha hecho desarrollar el mercado de futuros. Este mercado, ha atraído tanto el comercio por encima de la capacidad del mercado de contado, que el equilibrio de formación de precios ha pasado del mercado de contado al mercado de futuros. Sea por la especulación o por los fundamentos de mercado, la volatilidad se ha incrementado y esto, significa un riesgo que finalmente se traduce en un aumento del coste de la dependencia del petróleo. (Luciani, 2011)

Otros autores sugieren además, que el incremento de los precios desde 2003 hasta la actualidad, es tanto debido a la fuerte crecimiento de la demanda energética derivada de la expansión económica de las economías emergentes, como a una respuesta débil de la oferta ante este incremento de precios. (Wurzel, Willard , & Ollivaud, 2009)

De acuerdo con (Mitchell & Stevens, 2008), los incrementos de los precios son menos dramáticos que en los 1970s, en razón de la dependencia específica en el crudo, del sector de que se trate. Mientras que en la actualidad los países se adaptan relativamente mejor ante el constante incremento de los precios del petróleo, en los años de la crisis del petróleo estos incrementos de precios fueron choques exógenos abruptos e inesperados que afectaron seriamente la economía de los países consumidores, porque casi todos los sectores económicos estaban acoplados a esta fuente de energía primaria. Esto significa que ante los shocks de precios de los 1970s, los cambios en el comportamiento de los consumidores de aquella época en relación con el consumo de petróleo han podido ser más pronunciados que los cambios en los patrones de consumo que se dan en la actualidad ante el incremento esperado de los precios del crudo, especialmente en los sectores con mayor elasticidad de la demanda o capacidad potencial de sustitución energética. Este no es el caso del transporte rodado, al menos para la gran mayoría de países. Como en el caso de otras fuentes de energía, la producción de petróleo no está distribuida equitativamente entre los países, estando más de la mitad de la producción global concentrada en pocas regiones, y siendo un mercado bastante volátil, el sector del transporte es uno de los sectores por donde se trasmite más claramente los costes económicos derivados de las imperfecciones del mercado.

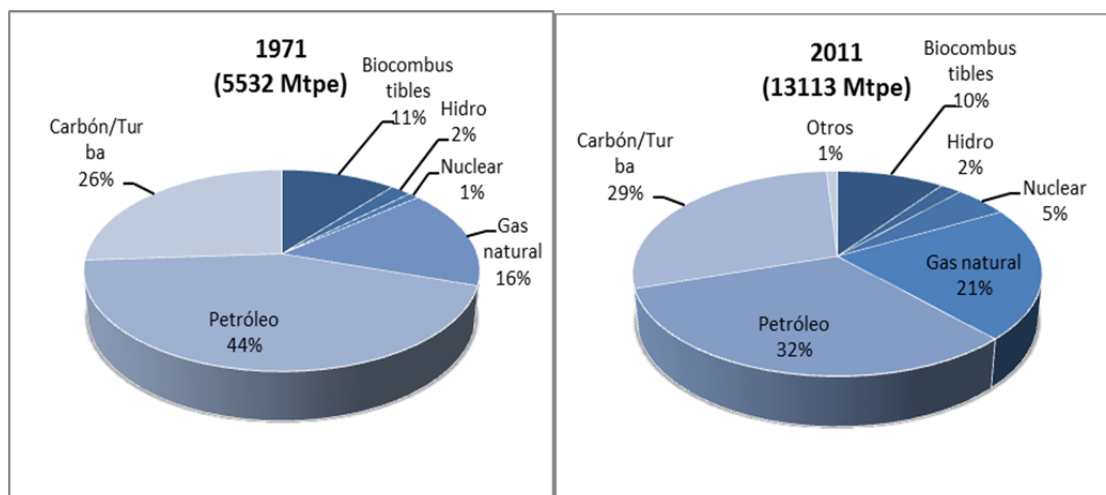
I.1.4. El petróleo en el mercado mundial de la energía: Tendencias actuales

Tras el impacto de la crisis económica de 2009, la demanda mundial de energía experimentó un 1 % de crecimiento negativo, siendo la segunda vez que cae desde el período de 1979 a 1981. Sin embargo no todas las regiones han experimentado este decrecimiento. Mientras que los países agrupados en la OCDE redujeron en conjunto un -4.4 % de su demanda energética, los países fuera de la OCDE incrementaron su demanda en 2 %. La posición dominante de la OCDE en 1971 con el 62% del suministro total de energía primaria en el mundo, se redujo al 42 % del suministro mundial en 2009. Como consecuencia de esto el mundo experimentó un decrecimiento total de la producción de energía del 0.8 %, siendo el petróleo uno de los combustibles más impactados por la crisis con una caída del 2.3 % de su demanda. A pesar de esto, la producción total de energía se ha más que duplicado desde 1971, y aunque la producción de petróleo ha contribuido a ese incremento, el petróleo ha pasado del 44 % del suministro total de energía primaria en el mundo en 1971, al 33 % del suministro global en 2009 (IEA, 2011b).

Fuera de las fronteras de la OCDE, el más dramático incremento del consumo energético en los últimos 30 años se ha producido en el Medio Oriente donde el consumo ha pasado a ser catorce veces el consumo de 1971. Sin embargo, la región más prominente en consumo energético a nivel mundial es definitivamente Asia que ha pasado de 13 % en 1971 a 31 % del consumo mundial en 2009. Es importante resaltar que debido al crecimiento de la demanda energética en China y el impacto de la crisis económica en los EEUU en 2009, China ha superado a EEUU en el consumo total de energía primaria a nivel mundial con un porcentaje del 19 % frente a un 18 % del consumo de EEUU, seguido de India con un 6 %, la Federación Rusa con un 5 % y Japón con un 4 % entre los más altos consumos a nivel de países (IEA, 2012a).

Como consecuencia del efecto rebote tras la crisis económica, que dio lugar a un dramático incremento del 5,6 %, en 2011 la demanda global de energía solamente se incrementó en un 1,6 %. Sin embargo, las tendencias entre los países de la OCDE y los demás han seguido tendencias de crecimiento opuestas. Mientras que los países de la OCDE presentaron un decremento de la demanda energética del 1,9 % debido principalmente al accidente de Fukushima y a la reducción del consumo de carbón; los demás países han mostrado un incremento del 4,3 %. Los indicadores preliminares señalan que el incremento global y el decremento en la OCDE se mantendría en 2012, tanto por la prolongación del impacto Fukushima, como por el giro energético hacia el uso de gas esquisto en EEUU (IEA, 2013b).

Gráfico I – 10: Suministro total de energía primaria en el mundo por combustibles



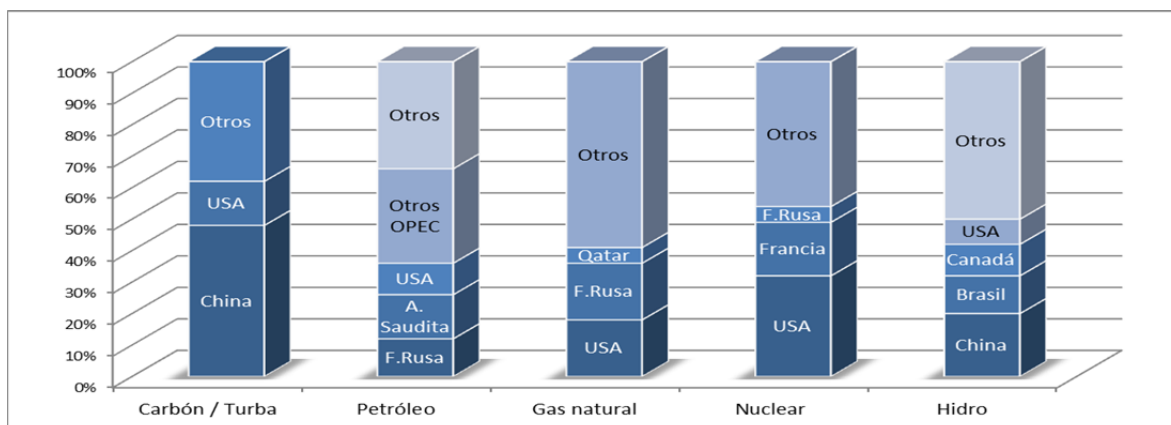
Fuente IEA (2013b):

(La categoría de Biocombustibles incluye biomasa para calefacción, biocarburantes y otros).

En términos de producción de energía, los combustibles fósiles representan el 81,7 % de la producción de energía a nivel global en 2011. Mientras que la producción de gas natural se incrementó en un 3,1 % y la de carbón en un 5,6 %, la producción de petróleo se incrementó solamente en un 1,3 %, durante el periodo 2010-2011. A nivel regional la OCDE y Asia siguen siendo las dos más grandes regiones productoras de energía, cada una con una cuota del 29 % de la producción global en 2011. Sin embargo, el cambio anual en los niveles de producción fue mucho más alto en Asia que en la OCDE, cuyas tendencias opuestas muestran un incremento en Asia del +5,6 %, comparado con un decremento del 0,6 % en la OCDE. Asimismo, China e India con una población equivalente al 37 % de la población mundial, consumen juntas más del 25 % del suministro mundial, mientras que EEUU con una Población cercana al 5 % de la población mundial consume hasta el 18 % del suministro total de energía primaria en el mundo. En el caso del consumo final por sectores el sector industrial se ha reducido en dos puntos y ha pasado del 38 % del consumo mundial en 1971 al 36 % en 2009, el residencial se ha mantenido en un 24 %, mientras que el sector del transporte se ha incrementado notablemente del 23 % en 1971 al 28 % en 2009 (IEA, 2012a).

A nivel de países se observa que muchos países han experimentado un mayor incremento en su producción doméstica de energía en 2012. Este es el caso, por ejemplo de China que ha incrementado su producción doméstica de carbón y gas natural en 9,3 % y 8,3 % respectivamente, mientras que se observa que el incremento de la producción de energía nuclear, solar y eólica, se han incrementado en 16,9 % y 39,2 % respectivamente. Asimismo en la región OCDE los EEUU y Canadá han experimentado un incremento de su producción total de energía en un 4 % y 3 % respectivamente, mientras que varios países de la región como Japón o el Reino Unido han mostrado un incremento negativo del -48 % y -13 % (IEA, 2013c).

Gráfico I – 11: Principales productores de fuentes de energía primaria en el mundo

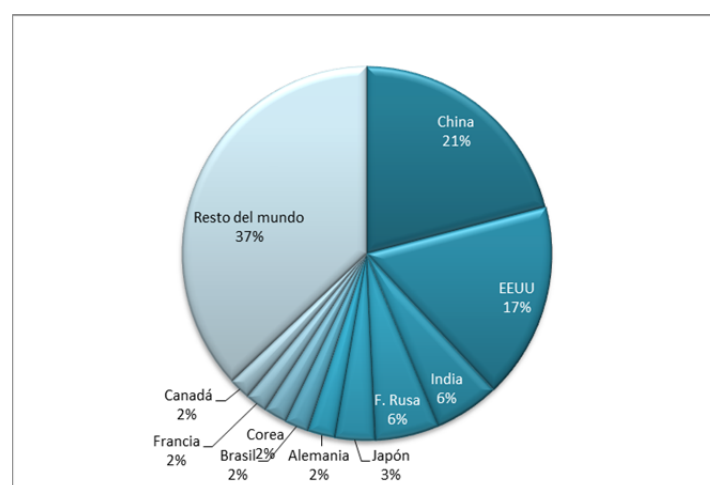


Fuente: Elaboración propia partir de IEA (2013b)

El gráfico I – 11 muestra que la producción de energía no está equitativamente distribuida entre los países. Para cada combustible solamente cuatro o cinco países representan más de la mitad de la producción mundial. Para el carbón esto es aún más pronunciado, dado que China y EEUU representan el 68 % de la producción mundial, mientras que Rusia y Arabia Saudita muestran una presencia prominente en la producción mundial de petróleo. Además si se tiene en cuenta la cuota total de los miembros de las OPEP, estos representarían la mayor cuota de producción a nivel global. En el caso del gas natural la Federación Rusa y EEUU son los mayores productores de gas natural, mientras que en el caso de la energía nuclear EEUU, Francia y Rusia, juntos abarcan más del 50 % de la producción mundial.

El rol de los países no pertenecientes a la OCDE en el panorama actual de mercado actual de la energía es cada vez más prominente, con una presencia incremental en el consumo total de energía primaria en el mundo. Por ejemplo China representa el 20 % del TPES global mientras que EEUU solo llega al 17 %. India y la Federación Rusa se posicionan terceras y segundas respectivamente. Japón por su parte, el segundo más grande consumidor de energía de la OCDE, está en quinta posición, a pesar del accidente de Fukushima. Vale la pena también notar que Corea ha desplazado a Francia y Canadá para convertirse en el octavo más grande consumidor de energía primaria en el mundo.

Gráfico I – 12: Consumo total en energía primaria por países

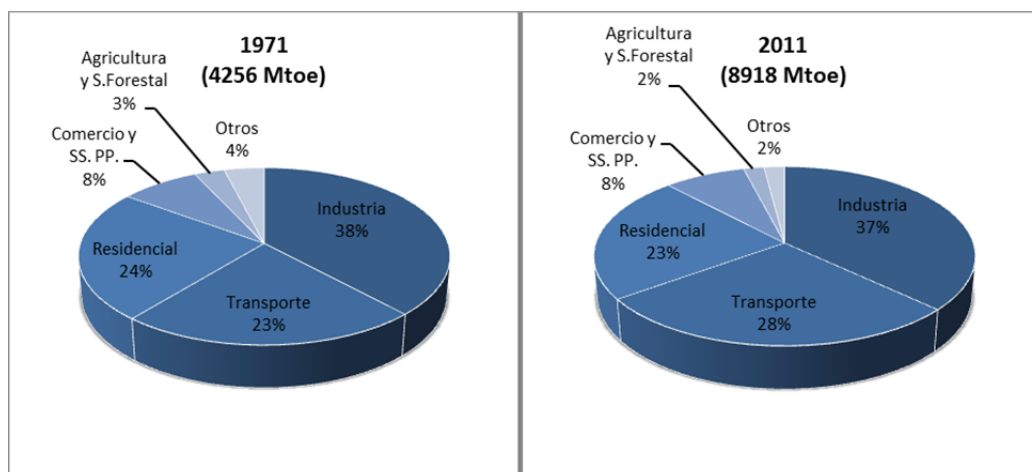


Fuente: AIE (2013)

Los EEUU consumen el 17 % de la energía mundial a pesar de que su nivel de población es menor al 5 % de la población global, mientras que China e India, que consumen juntos más energía que los

EEUU (27 % del TPES) representan el 37 % de la población mundial. Asimismo, en EEUU, a diferencia de China, la Federación Rusa, Japón o la India, la mayor parte del consumo energético está asociada con la producción de la economía. En 2011 la Federación Rusa, India y Japón, incrementaron significativamente su consumo de energía, sin embargo su intensidad energética difiere también significativamente, dado que Japón con un PIB casi dos veces mayor que el de la F. Rusa, consume más de un 60% menos de energía por unidad de PIB.

Gráfico I – 13: Consumo final de energía por sectores en el mundo



Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2012a)

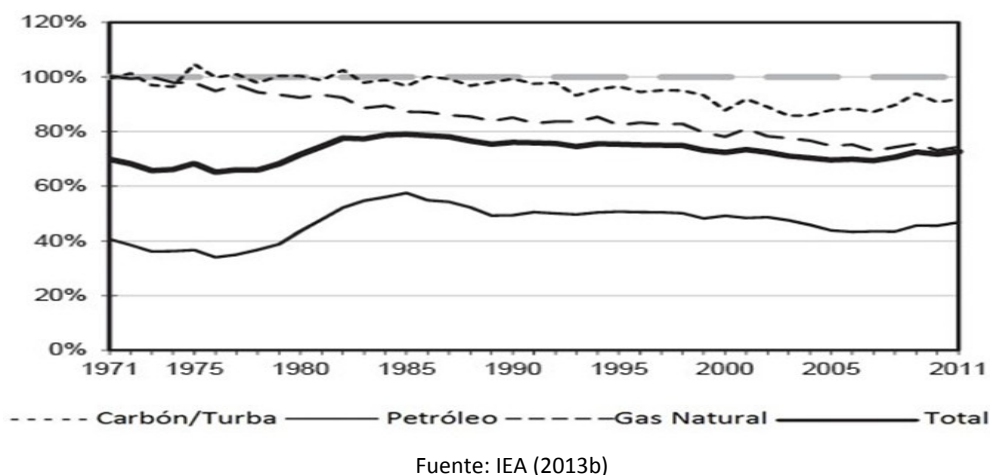
En el gráfico I – 13 se aprecia el porcentaje de cada sector en el consumo final de energía. Podemos observar que el sector industrial continúa siendo el sector con el mayor nivel de consumo de energía (con una significativa fracción derivada del uso no energético de los productos), con un 37 %. En segundo lugar lo ocupa el consumo del sector del transporte con casi un 28 %, seguido del sector residencial con un 23 % en 2003.

La demanda de petróleo como fuente de energía probablemente crecerá en razón del incremento del nivel de ingreso especialmente fuera de los países de la OCDE. Con una pendiente ascendente en la curva de la oferta se espera que los precios suban. Además, la demanda en el sector del transporte se incrementará respecto de la demanda total de petróleo y esto reducirá aún más la elasticidad general de la demanda de petróleo, dado que el sector del transporte tiene un acceso limitado a nuevas tecnologías alternativas en el corto plazo. Se espera que la elasticidad de la demanda de combustibles en el transporte decline en tanto el ingreso per cápita se incremente, situación que no solo se podría esperar de la demanda de petróleo y derivados en EEUU sino también en cualquier otro lugar donde el ingreso aumente (OECD/ITF, 2008).

Tendencias en la OCDE

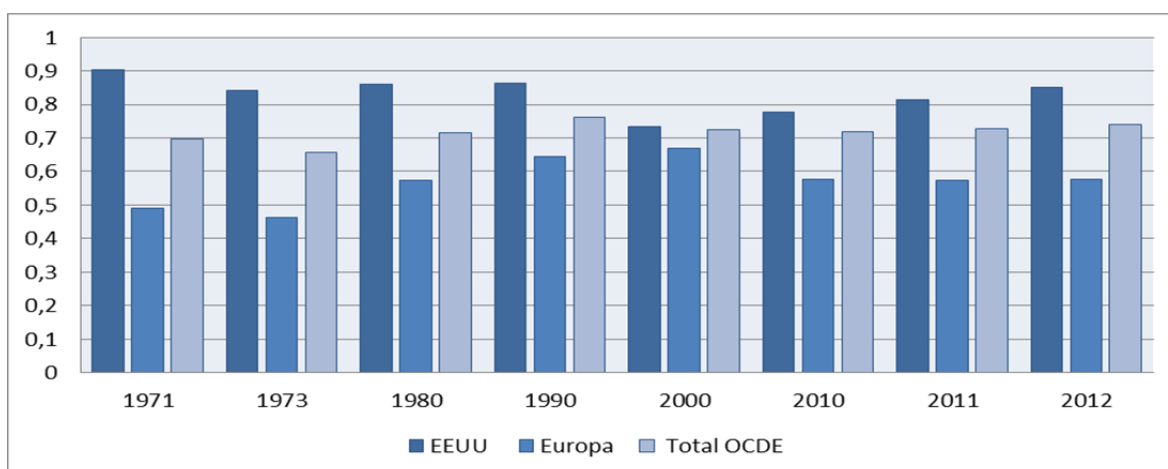
La OCDE a pesar de ser la principal región productora de energía, también es la más grande región importadora. En términos de autosuficiencia energética, es la última de todas las regiones con un ratio producción/consumo total de energía primaria de solo el 73 %, casi 20 puntos menos autosuficiente que de Asia, que muestra una tasa del 91 %. Las estadísticas muestran el peso en el consumo total regional de energía, de los EEUU con un 41 % del total, seguido de un 9 % de Japón y un 6% de Alemania.

Gráfico I – 14: Evolución de la autosuficiencia energética por fuente primaria de energía en la OCDE



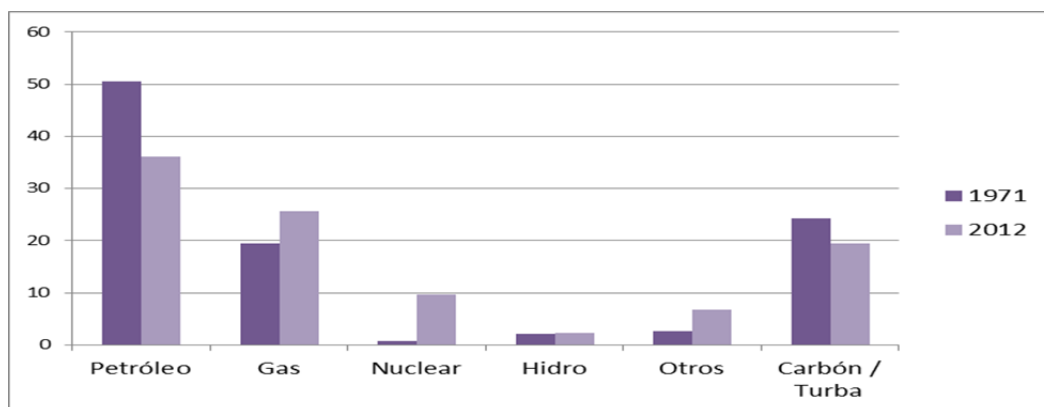
La evolución de la autosuficiencia energética en región OCDE ha variado entre el 60 % y el 80 % desde 1971 al 2011. En el caso del carbón/ turba la evolución de la autosuficiencia ha permanecido alrededor del 100% hasta 1990, desde cuándo se ha reducido fluctuando alrededor del 90 %. Asimismo en el caso del gas natural la tendencia de la autosuficiencia ha declinado desde 1971 hasta situarse por debajo del 80 % desde el año 2000. Como se puede apreciar en el gráfico I-13, la autosuficiencia petrolera es la más baja en la OCDE, la caída de la producción de crudo en EEUU y otros productores de la región, ha dado lugar a una situación de mayor dependencia en las importaciones de crudo en países fuera de la OCDE, así como en las políticas de administración de la oferta de crudo que se aplican en algunos de estos, especialmente los agrupados en la OPEP. En el caso de EEUU y Europa en el gráfico I-15 se observa que EEUU presenta un mayor índice de autosuficiencia energética que Europa en todo el periodo 1971-2012. Además EEUU presenta un índice de autosuficiencia mayor que el promedio de la OCDE. Por el contrario Europa siempre ha mostrado un índice de autosuficiencia menor al promedio de la OCDE. Ambos se encuentran afectados por la dependencia de las importaciones de crudo, y además por las importaciones de Gas natural en el caso europeo.

Gráfico I – 15: Índice de autosuficiencia energética en EEUU y Europa (producción energética /TPES)



La dependencia energética, definida como la fracción de suministro total de energía primaria no cubierta por la producción en la OCDE, se encuentra fuertemente influida por la evolución de la producción de petróleo en la OCDE, así como de las importaciones. La dependencia energética en la OCDE fue de 30,2 % en 1971 y llegó a su zenit de 34,9 % en 1976, cuando el incremento en la producción de petróleo en Noruega y El Reino Unido todavía no se había iniciado. En 1979 la dependencia energética cayó cuando buena parte de las importaciones fueron reemplazadas por producción doméstica. En los años siguientes la tendencia de la dependencia energética fue suavizada por el creciente peso de otras fuentes energéticas. Como resultado, la dependencia creció lentamente entre 1985 y 2007, cuando regresó a los niveles de 1971. La poca demanda en la OCDE en 2008 y 2009 hizo caer la dependencia energética de 30.6 % a 27,4 % respectivamente, mientras que en 2010 se incrementó nuevamente hasta el 28.2 %, para reducirse a 26 % en 2012. En el caso de la evolución del consumo de energía primaria se observa que mientras que en el caso del gas natural o la energía nuclear, donde el consumo total se ha incrementado, en el caso del petróleo se aprecia una caída notable en el nivel de consumo en 2012 en relación con el año 1971. (IEA, 2013b)

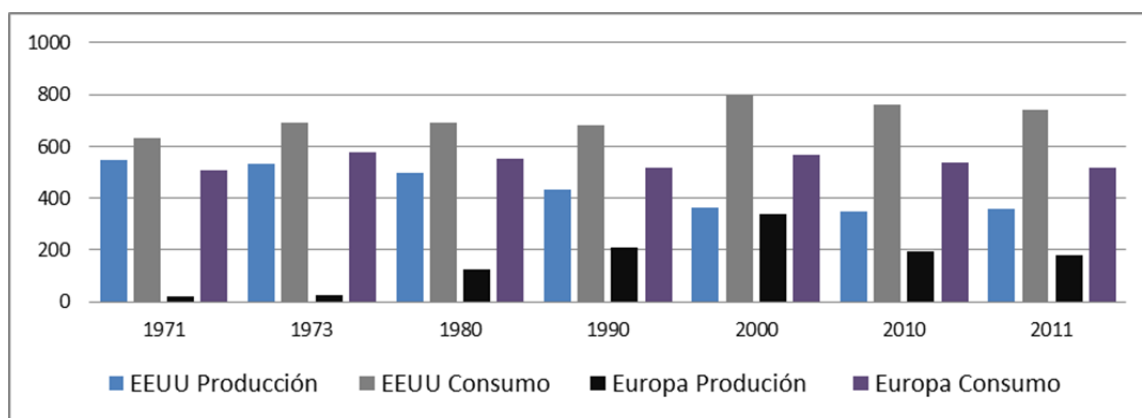
Gráfico I – 16: Comparación del consumo total de energía primaria en la OCDE en 1971 y 2012



Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2013b)

Como podemos observar en el gráfico I–17, el balance entre la producción y el consumo de petróleo en EEUU y Europa ha tenido carácter deficitario desde los años 1970s hasta la actualidad. Mientras que en caso de EEUU se puede observar un declive de la producción de crudo desde los años 1970s hasta el año 2000, luego del cual parece haberse estabilizado cerca de las 400 Mtpe, el consumo final de petróleo, casi representa el doble de la producción nacional, especialmente desde el año 2000, reduciéndose ligeramente la brecha en la presente década.

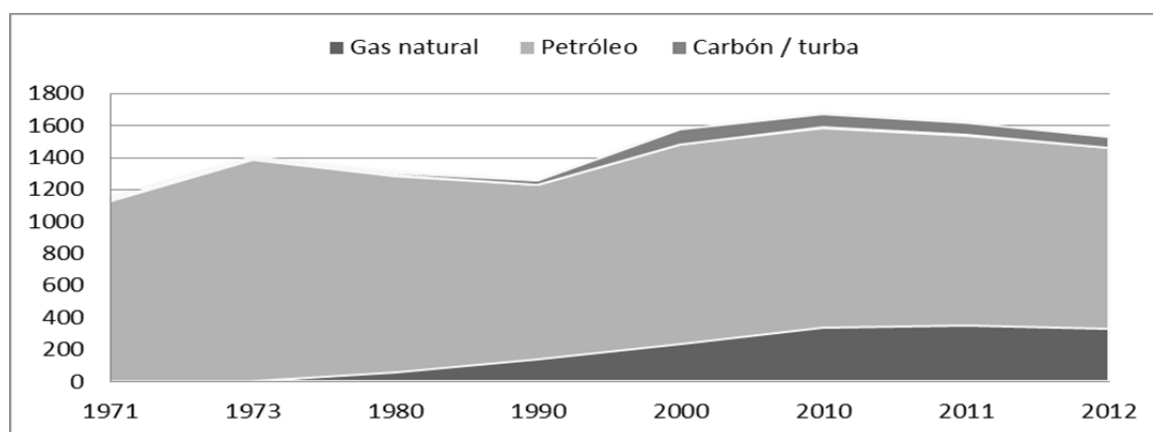
Gráfico I – 17: Producción nacional y consumo final de petróleo en EEUU y Europa (Mtpe)



Fuente. IEA (2013a)

En el caso de Europa (OCDE), la brecha entre la producción autóctona de crudo y el consumo final, ha evolucionado de forma distinta que en el caso de EEUU. El carácter deficitario de la balanza energética relativa al petróleo en Europa ha sido mayor al inicio del periodo observado, presentando una tendencia de reducción de la brecha entre producción y consumo hasta la década del 2000, donde la tendencia se vuelve a invertir con el declive de la producción propia de crudo. Tanto en EEUU como en la UE, la brecha entre la producción y el consumo de petróleo está marcada por la envergadura de la demanda de carburantes en el sector del transporte rodado. Las políticas de diversificación y sustitución energética en el transporte (como las políticas de promoción del uso de biocarburantes) aplicadas a ambos lados del atlántico tienen como uno de sus principales objetivos reducir esta brecha.

Gráfico I – 18. Importaciones netas de energía primaria en la OCDE por combustible (Mtpe)

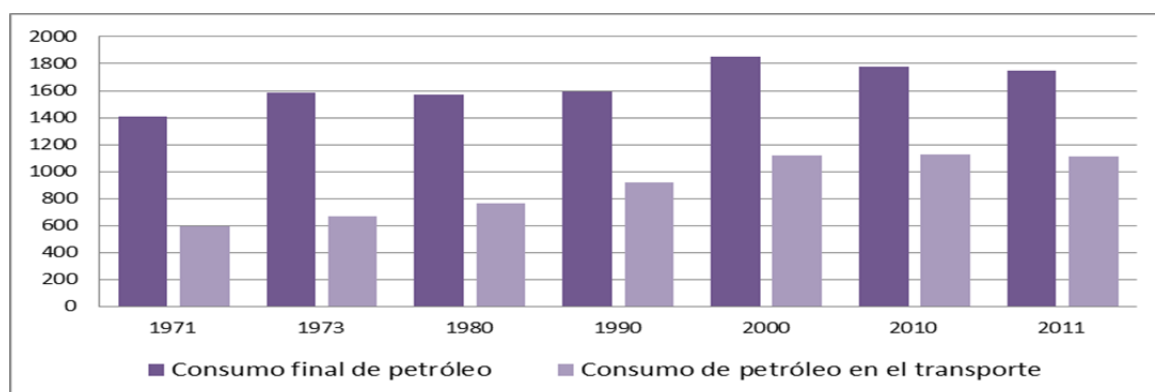


Fuente: Elaboración propia partir de IEA (2013b)

De acuerdo con la (IEA, 2012b), en 1971, el 98.3 % de las importaciones netas de energía de la OCDE fueron de petróleo y equivalían aproximadamente a la mitad de la producción de energía en la OCDE. Las políticas para reducir la dependencia del petróleo en OCDE condujeron a reducir las importaciones netas de petróleo de 1461 millones de toneladas equivalentes de petróleo (en adelante Mtp) en 1977, a 804 Mtp en 1985. Sin embargo, tras la caída de los precios en los 1980s, las importaciones netas volvieron a seguir una tendencia creciente de 1986 a 2005, con una tasa promedio anual de 2,4 %. En 2005 las importaciones netas alcanzaron su pico con 1424 Mtp antes de caer marcadamente a 1238 Mtp en 2009. En 2010 el nivel de importaciones netas de petróleo

permanece estable a 1239 Mtpe. En 2012, las importaciones netas de petróleo se redujeron hasta alcanzar las 1127 Mtpe (IEA, 2013b).

Gráfico I – 19. Relación entre el consumo final de petróleo y el consumo de petróleo en el transporte rodado en la OCDE

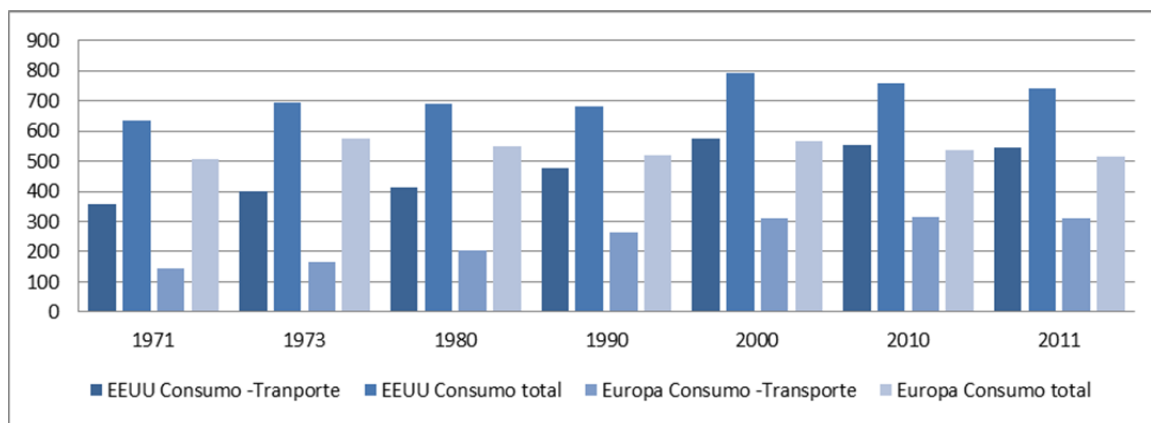


Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2012b)

A pesar de las políticas de reducción de la dependencia del petróleo adoptadas tras la crisis de los 1970s, el petróleo permanece siendo el más grande componente del suministro total de energía primaria en la OCDE, aunque su contribución ha decrecido de 50,6 % en 1971 a 36,3 % en 2010. Sin embargo, a pesar de que los países de la OCDE han logrado desacoplar notablemente el petróleo del suministro energético de sectores como la producción eléctrica, la creciente demanda en sectores cautivos como el transporte, explica por qué el petróleo permanece siendo la mayor fuente del suministro de energía primaria de la OCDE.

Cuando observamos la evolución del consumo de petróleo en sector del transporte en EEUU y Europa, la demanda de petróleo en este sector es bastante considerable respecto de la demanda total, especialmente en las últimas décadas del periodo observado en el gráfico I –18. Mientras que en el caso de EEUU el consumo de petróleo en el transporte siempre ha estado por encima del 50% del consumo total, incrementándose notablemente desde los 1990s y estabilizándose entre las 600 y las 500 Mtpe, en el caso de Europa el consumo relativo de petróleo en el transporte solo ha sobrepasado el 50 % del consumo total desde la década de los 1990s, estabilizándose por encima de las 300 Mtpe desde la década del 2000.

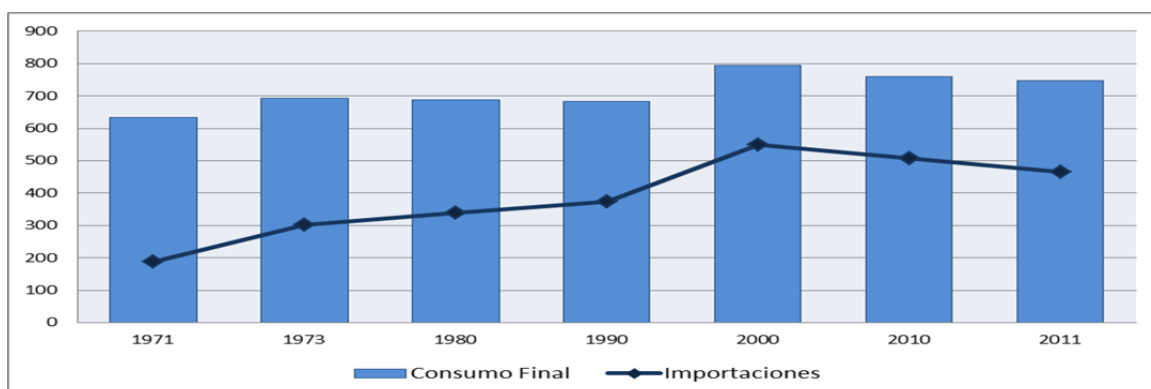
Gráfico I – 20: Consumo de petróleo en el transporte como parte del consumo total del petróleo en EEUU y Europa



Fuente: Elaboración Propia partir de IEA (2013a)

En relación con los otros sectores de la economía que consumen petróleo como fuente primaria de energía, ambos han desacoplado significativamente el uso del carburante fósil mediante la sustitución progresiva por fuentes alternativas de energía, especialmente de producción propia. El caso del mercado de carburantes para el transporte, es distinto, es mucho más difícil de desacoplar del petróleo por la carencia de productos sustitutos económicamente viables, así como por la organización y vinculación de la industria de hidrocarburos con industria la automotriz, los consumidores de derivados del petróleo como la gasolina y el diésel.

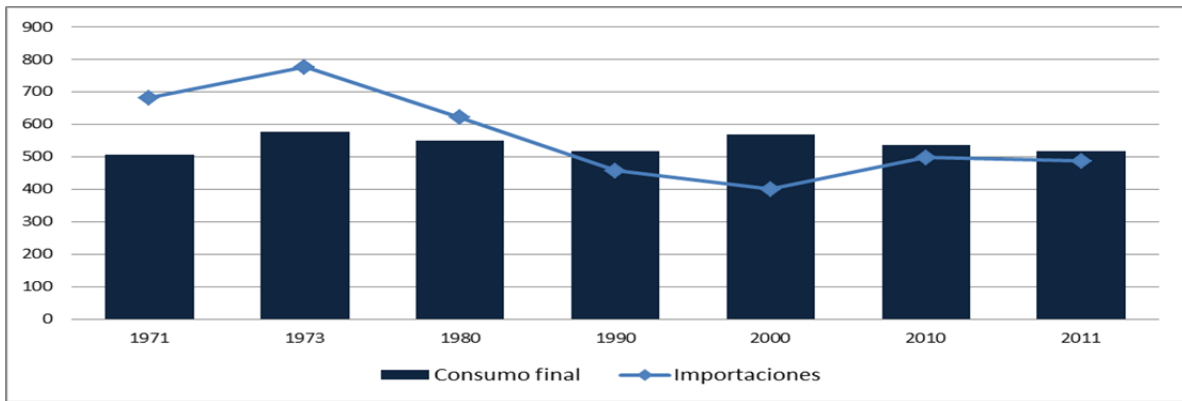
Gráfico I – 21: Importaciones como parte del consumo final de petróleo en EEUU (Mtpa)



Fuente. Elaboración propia partir de AIE (2013a)

Mientras que las importaciones netas de petróleo en EEUU muestran un incremento desde el año 1971 que ha pasado de alrededor de 200 Mtpa a casi 600 Mtpa en 2000, se puede observar un cambio de tendencia en las últimas décadas que ha estabilizado las importaciones netas de petróleo entre los 400 y 600 Mtpa. Asimismo, con un nivel de importaciones mucho mayor a 600 Mtpa en 1971 y de casi 800 en 1973, las importaciones netas de petróleo en Europa declinaron significativamente hasta alcanzar alrededor de las 400 Mtpa en 2000, para luego estabilizarse entre las 400 y 600 Mtpa en adelante. La alta dependencia energética en ambos se encuentra marcada por el incremento de la demanda, así como la imposibilidad de sustituir las importaciones de crudo en el sector del transporte rodado en el corto plazo.

Gráfico I – 22: Importaciones como parte del consumo final de petróleo en Europa (Mtpa)

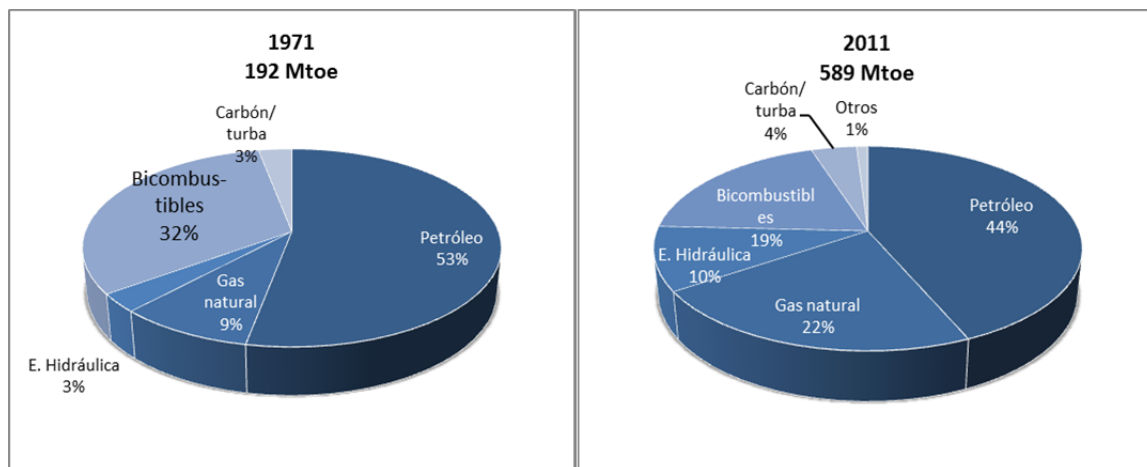


Fuente. Elaboración propia partir de AIE (2013a)

Tendencias en América Latina

En 2011 la producción de energía en América latina fue 3 % mayor que en 2010 con una gran variabilidad entre los combustibles. Por ejemplo, se han observado grandes cambios en Brasil, como un incremento de +13,4 en la producción de gas natural, un incremento de producción de energía hidráulica y un -6 % de biocarburantes (especialmente etanol carburante). En Perú se ha observado un aumento de +54 % en la producción de gas natural, un incremento de +85 % en la producción de carbón y una reducción del -3 % en la producción de petróleo.

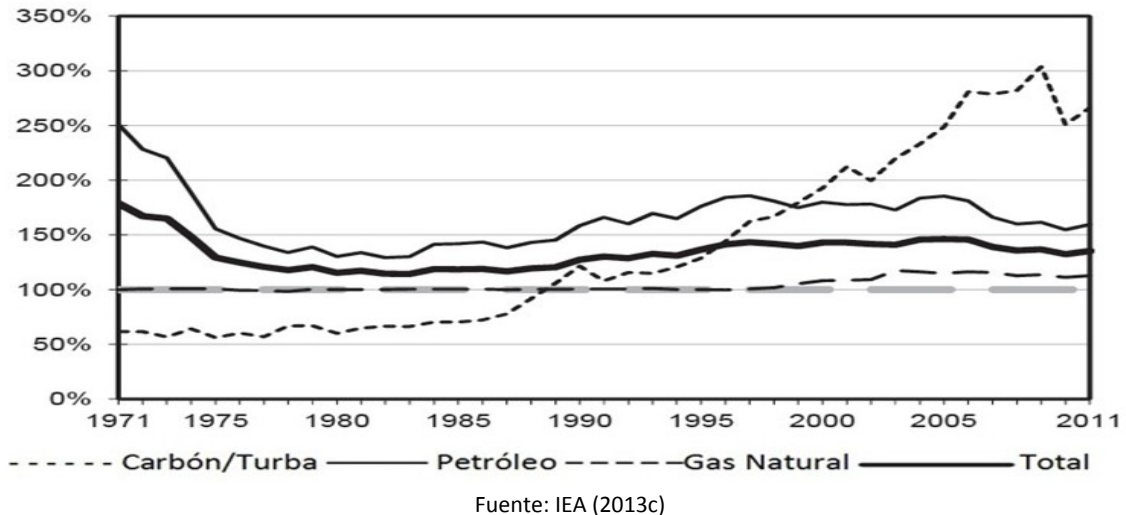
Gráfico I – 23: Suministro total de energía primaria en Latinoamérica



Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2013b)

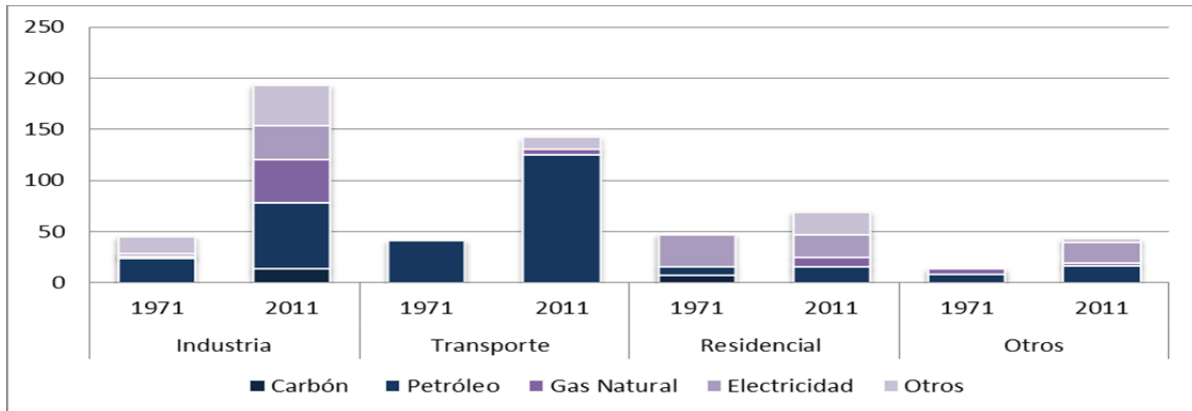
La variabilidad de la producción también es un rasgo común en Venezuela con un -23 % en el caso del carbón, un +1,1 % en el caso del petróleo, y un +9 % en el caso de la energía hidráulica. En el caso de Argentina se ha observado un incremento de la producción carbón del 38 %, un incremento de la producción de biocarburantes (especialmente biodiesel) del 16 % y una reducción de la producción de petróleo del 5 %.

Gráfico I – 24: Autosuficiencia energética en Latinoamérica por tipo de combustible.



En el caso de Latinoamérica el petróleo continúa teniendo una posición predominante en el suministro total de energía primaria, representando el 43 % del consumo total en 2012, mientras que el gas natural y los biocombustibles (sólidos, líquidos y residuos) han tenido una presencia de 22 % y 19 respectivamente. Sin embargo, mientras que el gas natural ha incrementado su cuota en el suministro de energía de 9 % a 22 % entre 1971 y 2011, los biocombustibles (sólidos, líquidos y residuos) han experimentado una reducción del 33 % 1971 al 19 %.

Gráfico I – 25: Distribución del consumo de petróleo y otras fuentes de energía en Latinoamérica por sectores

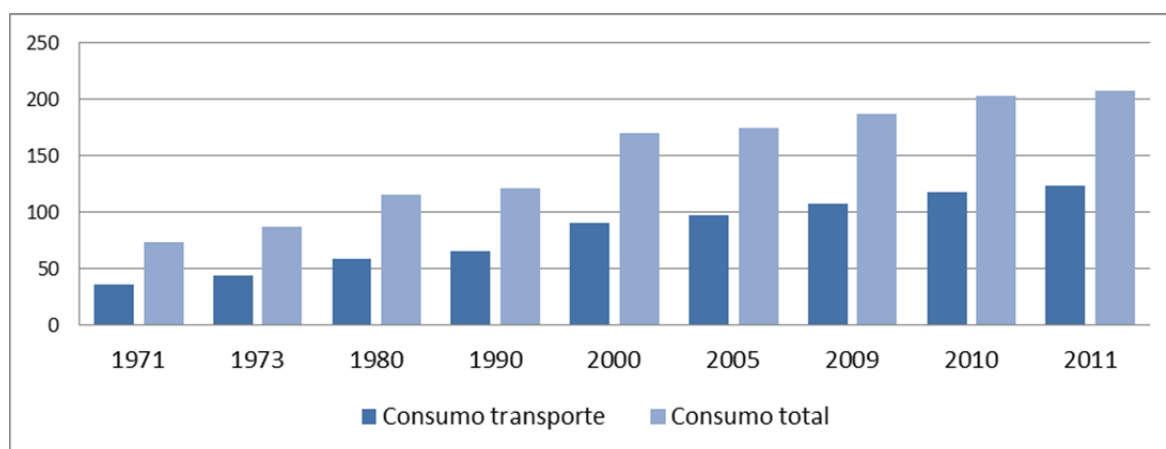


Fuente: IEA (2013c)

Definida como la producción total dividida entre el suministro total de un tipo de energía, la autosuficiencia energética en América Latina como región, es mayor cuando se le compara con regiones como la OCDE. En el caso del carbón se observa una marcada tendencia en el incremento de la producción autóctona, que en los últimos años ha dado lugar a un nivel de autosuficiencia energética de entre el 250 % y el 300 %; mientras que el gas natural se mantiene cerca de la línea de referencia del 100 % durante casi todo el periodo observado. En el caso del petróleo la autosuficiencia energética ha declinado, pasando de entre un 250 % y 200 % a principios de los años 1970s, a estar entre el 150 y 200 % en las últimas décadas.

En relación con el consumo sectorial en la región, en 2012 el sector industrial ha representado alrededor del 43 % del consumo total de energía, mientras que el sector del transporte y el residencial el 32 % y el 16 % respectivamente. El petróleo representa así la mitad del consumo final de energía, debido en gran medida al incremento del consumo en el sector del transporte rodado en casi todos los países de la región en las últimas décadas, como podemos observar en el gráfico 26. Asimismo, en Latinoamérica los biocarburantes representan la mayor cuota de consumo en el sector del transporte rodado a nivel mundial (10 %). Esta cuota, cabe aclarar, no se debe tanto a un elevado consumo de biocarburantes en los diferentes países de la región, como a la cuota de biocarburantes de Brasil (17%), el mayor consumidor y exportador de etanol carburante del mundo (IEA, 2013c).

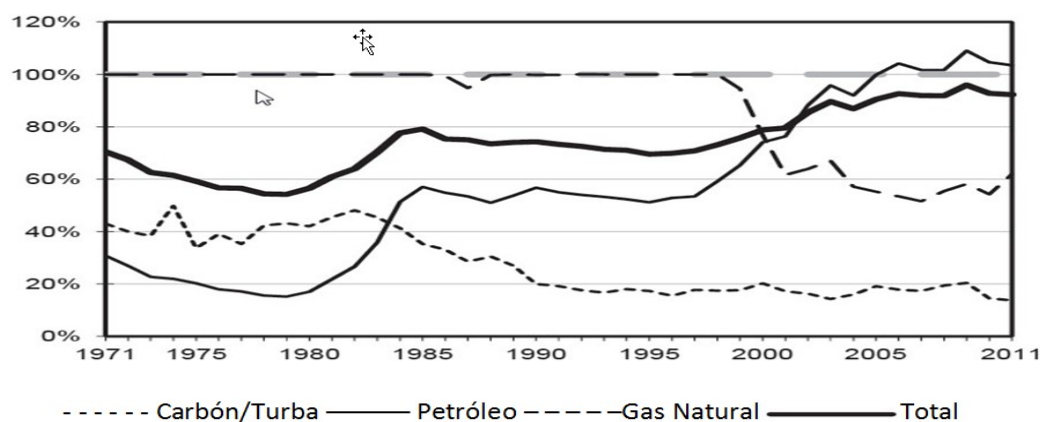
Gráfico I – 26: Consumo de petróleo en el transporte en Latinoamérica



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2013c)

En el gráfico I – 26 podemos observar el crecimiento del consumo de petróleo en Latinoamérica. La relación entre el crecimiento del consumo de petróleo y el uso de carburantes fósiles en el mercado del transporte rodado es significativa, estando por encima del 50 % del consumo total, mientras que el uso del petróleo como fuente primaria de energía en otros sectores económicos también es importante.

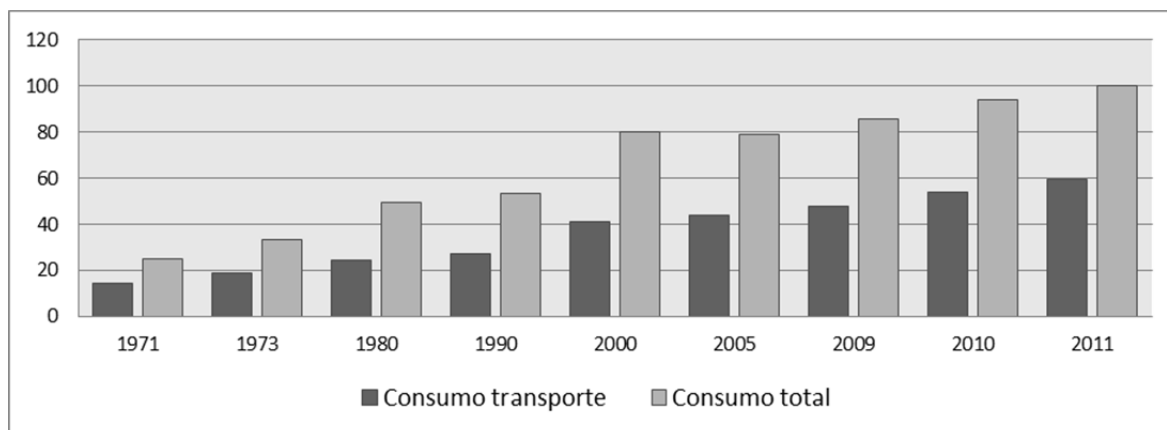
Gráfico I – 27: Autosuficiencia energética en Brasil



Fuente: IEA (2013c)

Como podemos observar en el gráfico I –27, la autosuficiencia energética en Brasil ha evolucionado de forma distinta según la fuente de energía primaria producida y consumida en el País. Mientras que la autosuficiencia energética relativa al uso de carbón/turba ha decaído de alrededor del 50 % en la década de los 1970s, hasta estabilizarse alrededor del 20 % desde los 1990s en adelante, la autosuficiencia energética relativa al gas natural ha estado alrededor del 100 %, hasta el inicio de la década del 2000, estando alrededor del 60 % desde entonces. En el caso del petróleo se observa que luego de mostrar una tendencia decreciente, la autosuficiencia muestra una tendencia creciente desde los años 1980s en adelante, llegando a sobrepasar el 100 % desde 2005 en adelante.

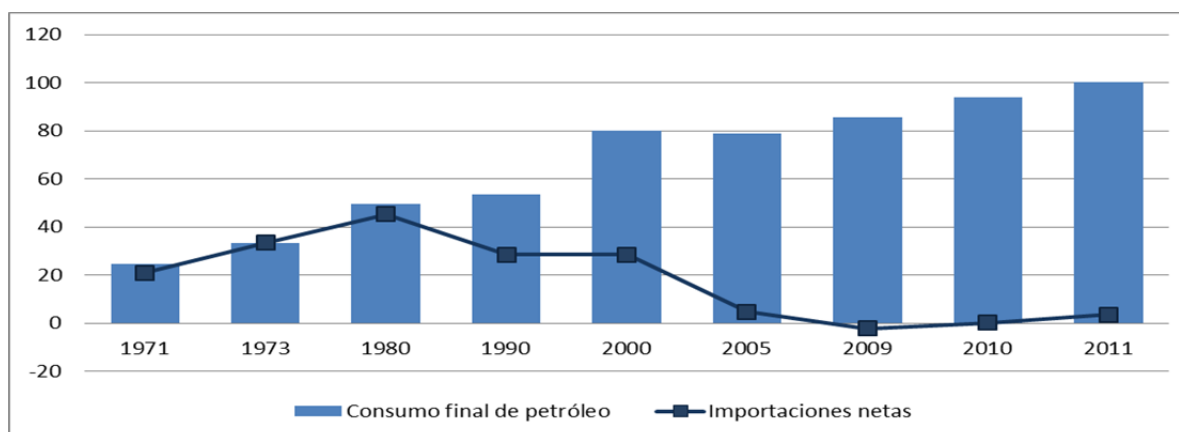
Gráfico I – 28: Evolución del consumo de petróleo en el transporte en Brasil (Mtpes)



Fuente: IEA (2013c)

La reducción de la dependencia del petróleo en Brasil ha sido impulsada por las actividades de exploración y producción nacional de crudo, promovidas desde el Gobierno Federal. Mientras que de 1971 a 1980 el consumo total de petróleo se cubría con importaciones, desde el inicio de la década de los 1990s la tendencia se ha reducido primero a niveles cercanos al 30 % del consumo en el año 2000, hasta llegar a niveles cercanos a cero desde la segunda mitad de la década pasada a la actualidad. El desplazamiento del consumo de gasolina en el transporte rodado como efecto de la expansión del uso del etanol carburante (hidratado y anhidro), también ha contribuido con el incremento de la autosuficiencia energética en el mercado de petróleo de Brasil (IEA, 2013c).

Gráfico I – 29: Evolución de las importaciones y el consumo de petróleo en Brasil



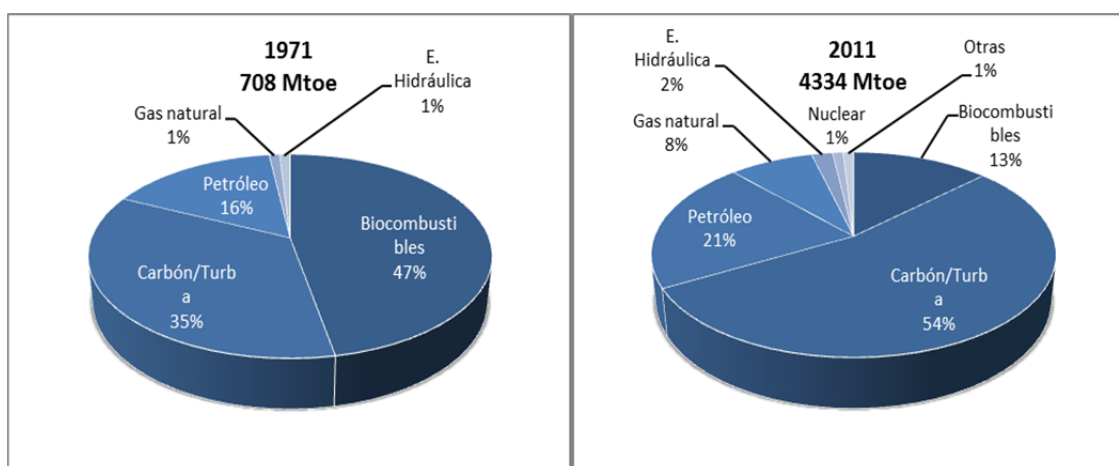
Fuente: IEA (2013c)

Tendencias en otras Regiones

Asia

En el 2009, la región Asiática continuó el pronunciado crecimiento de su suministro total de energía primaria; un crecimiento que ha llegado al 5,8 %, en línea con el gran crecimiento económico que muestra la región, con un promedio de alrededor del 7 %, impulsado por el crecimiento económico de 9 % en China y de 8 % en India. La región Asiática fue el segundo más grande productor de energía en el mundo, con un 28 % de la producción global. A pesar de este crecimiento la región es un importador neto de energía, dado que su demanda interna crece más aceleradamente que su producción.⁷

Gráfico I – 30: Evolución del Suministro total de energía primaria en Asia



Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2013c)

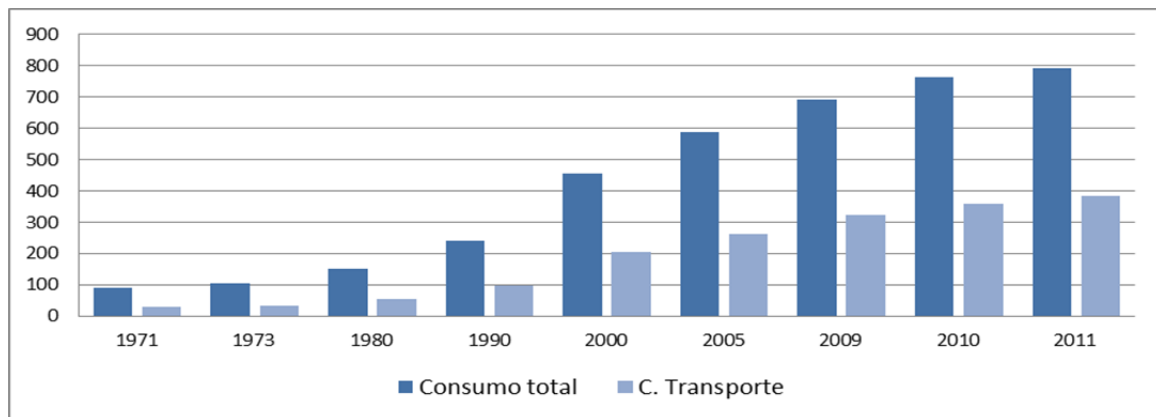
En 2011, el suministro total de energía primaria en Asia continuó con un crecimiento pronunciado, acorde con el fuerte crecimiento económico en la región. El PIB de la región creció al 7,6 %, impulsado por el crecimiento de la economía en China e India, un +9,3 % y un 6,9 %. Asimismo en este año Asia se ha convertido en la segunda región productora de energía primaria, con una cuota del 29 % de la producción mundial. A pesar del crecimiento de la producción de energía la región sigue siendo un importador neto de energía y parece que lo seguirá siendo dado que su demanda interna presenta una mayor tasa de crecimiento que la producción propia de energía. La autosuficiencia energética ha declinado desde los últimos 20 años tanto en el caso de China con 89 % en 2011, como en el caso de India con un 72 % en el mismo año.

Como podemos observar en el gráfico I-30, el desarrollo de la región ha permitido que los biocombustibles (principalmente la biomasa leñosa), hayan reducido su presencia en la matriz energética, dando lugar a un incremento de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón. Cabe resaltar que esta evolución hacia un mayor consumo de fuentes de energía primaria de origen fósil y el notable crecimiento económico de países como China, India o los países del sudeste asiático, ha dado lugar a un gran incremento de las emisiones de CO₂ de la región. El consumo de petróleo se ha incrementado significativamente desde el año 2000, llegando casi a alcanzar las 800 Mtpa en 2011, mientras que el consumo de petróleo en el transporte a pesar de haberse

⁷ Ver: (IEA, 2012a)

incrementado desde la década pasada se mantiene cerca del 50 % del consumo total, entre las 300 y las 400 Mtpa.

Gráfico I – 31: Evolución del consumo de petróleo en Asia



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2013c)

Aún Indonesia cuya autosuficiencia energética se basa en sus exportaciones de carbón, se ha convertido en un importador neto de petróleo en los últimos años. La demanda de petróleo se ha incrementado en la región de 16 % en 1971 a 21 % en 2011. En 2011, China también incrementó su suministro de petróleo en un 3,3 %, convirtiéndose en el segundo más grande importador de petróleo a nivel mundial, detrás de EEUU y superando a Japón.⁸

Tendencias en Eurasia y Europa No-OCDE

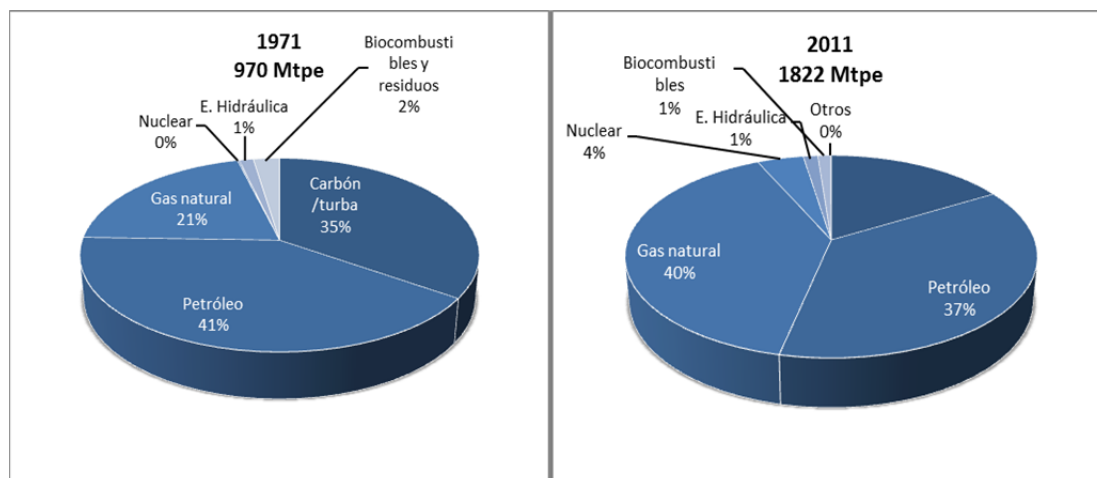
Desde el año 2000 las economías de los países europeos que no pertenecen a la OCDE y de Eurasia, se han expandido a una tasa promedio del 5 % anual. En 2011 los países de la región experimentaron un incremento del 4,2 % del PIB. En línea con esa tasa de crecimiento, la producción de energía se incrementó a una tasa del 0,8 % anual en promedio desde 1971. El suministro total de energía primaria de esta región se encuentra dominado por Rusia con el 62 %, Ucrania con el 10,8 % y Kazajistán con el 6,6 % en 2011. La región de Eurasia y Europa no-OCDE representa el 9 % del suministro mundial de energía primaria, con una ratio producción/ consumo del 155 %, siendo una de las regiones con mayor autosuficiencia energética del mundo. Las Fuentes energéticas que más contribuyen a esta autosuficiencia son el petróleo con 37 % y el gas natural con el 40 % respectivamente. A pesar de la caída de la producción energética en los demás sectores de la región, la producción de crudo de petróleo se ha mantenido estable en los últimos años y ha crecido un 2 % en 2011. El petróleo junto al gas natural y el carbón representan el 85% del suministro total de energía en la región.⁹

En el caso del consumo por sectores, a diferencia con el sector industrial, donde el consumo total de energía en 2011 está ligeramente por encima del periodo de 1971, el consumo en el sector del transporte se ha duplicado en los últimos 40 años, creciendo 2,2 % entre 2010 y 2011, impulsado por el consumo de petróleo que representa el 25 % del consumo total.

⁸ Ver: IEA (2013c)

⁹ Ver: (IEA, 2012a)

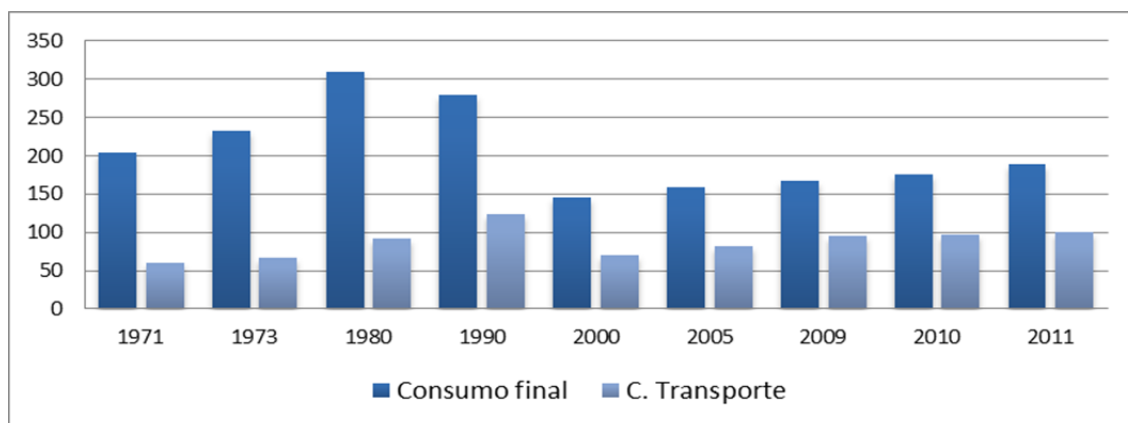
Gráfico I – 32: Suministro total de energía primaria en Europa no-OCDE y Eurasia



Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2013c)

El perfil energético de esta región está altamente influenciado por los grandes productores y exportadores de energía como la Federación Rusa. La Federación Rusa como exportador clave de energía ha incrementado su producción más rápidamente que su consumo, produciendo el 10 % de la energía mundial, el 20 % de la producción mundial de gas natural y el 13 % de la producción global de petróleo a nivel mundial, representando en este último caso el 75 % de la producción total de la región, siendo el segundo mayor exportador de petróleo en el mundo.¹⁰

Gráfico I – 33: Evolución del consumo de petróleo en el transporte en la región NO-OCDE y Eurasia (Mtpe)



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2013c)

Asimismo en el gráfico I– 33 podemos observar que la evolución del consumo final de petróleo ha presentado un notable salto durante los años 1970s hasta el año 1980, desde cuando el comportamiento del consumo de petróleo ha declinado considerablemente hasta estabilizarse entre los 150 y las 200 Mtpe desde el inicio de la última década. Este comportamiento está influenciado por la demanda externa y la capacidad exportadora de la región. Asimismo, el consumo de petróleo en el transporte se ha incrementado desde la década pasada hasta situarse alrededor de las 100

¹⁰ Ver: (IEA, 2012a)

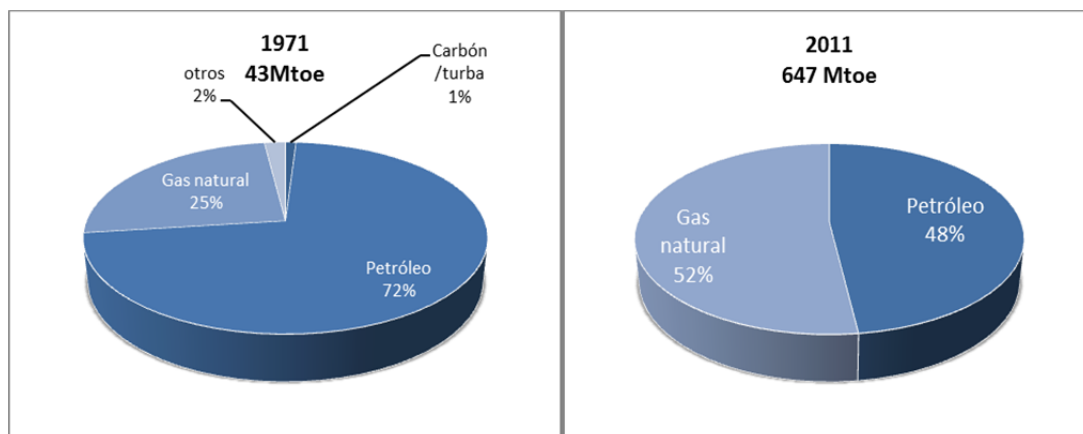
Mtpe en 2011, lo cual significa que la mitad del petróleo consumido en la región, se da en el sector del transporte rodado. Manteniendo lo demás constante, el incremento progresivo de la renta en la región elevaría la demanda de carburantes para el consumo nacional en el transporte, situación que podría ajustar aún más los niveles de oferta en el mercado internacional de crudo, exponiendo las economías deficitarias a mayores costos energéticos que los actuales, como en el caso de la región OCDE.

Tendencias en Medio Oriente

Con una producción casi tres veces más grande que el consumo, el Medio Oriente es la región con la más alta autosuficiencia energética en el mundo. En 2011 la región produjo el 14 % de la energía primaria a nivel global y el 33 % del petróleo mundial y el 16 % del gas natural. Sin embargo, la producción de crudo decayó como consecuencia de la caída de la demanda mundial en muchos países a causa de la crisis financiera global y su efecto en la economía real. En 2011, la producción de gas natural (+10 %), mientras que la producción de petróleo se incrementó en un 8,5 %, reemplazando parte de la cuota de producción de Libia afectada por la disrupción de suministro tras la primavera árabe, cubriendo la demanda de petróleo en los países que se recuperaron de la crisis económica.¹¹

Arabia Saudita e Irán son los más grandes productores de petróleo de la región con 40 % y 17 % respectivamente, que además el segundo productor de gas natural, con un 29 % de la producción regional. Asimismo, las tendencias en la región muestran que la producción de Arabia Saudita, Irak y Kuwait se han incrementado en 13 % y 15 % y 10 % respectivamente. El crecimiento de la producción de gas natural en Yemen y Qatar ha sido considerablemente alto (+55 % y +25 % respectivamente), siendo este último el que ha mantenido una tasa promedio de crecimiento de la producción de gas natural de 18 % en los últimos 11 años. Como podemos observar en el gráfico I-33, la evolución del suministro energético de la región desde 1971, muestra un incremento del gas natural como fuente primaria de energía, representando más del 50 % del suministro total en 2012, superando el suministro de petróleo que se ha reducido en 24 Mtoe (IEA, 2013c).

Gráfico I – 34: Suministro total de energía primaria en Medio Oriente

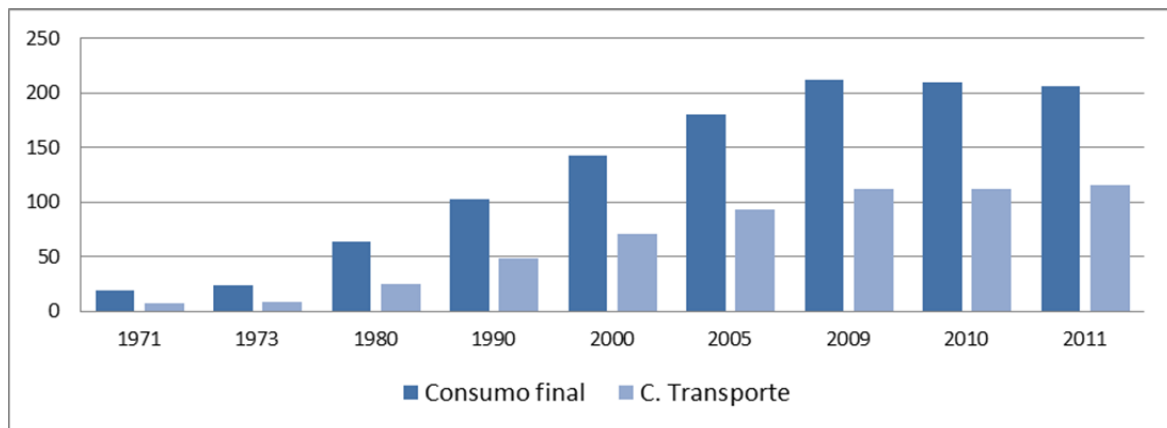


Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2013c)

¹¹ Ver: (IEA, 2012a)

Siendo un exportador clave en el mercado internacional de la energía Medio Oriente, la demanda energética de la región ha venido creciendo con una tasa de 7 % anual desde 1971 hasta 2012, la tasa más alta que la de cualquier otra región en el mundo. Este crecimiento del consumo está basado principalmente en el consumo de petróleo y gas natural. La mejora de la eficiencia energética en el región es un desafío clave para reducir la intensidad energética de la región, que con una ratio dos veces superior a la ratio promedio global, representa junto con la región Europa No OCDE y Eurasia, la mayor intensidad energética en términos de suministro total de energía primaria dividida entre el PIB.¹²

Gráfico I – 35. Evolución del consumo de petróleo en el sector del transporte en la región del Medio Oriente (Mtpes)



Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2013c)

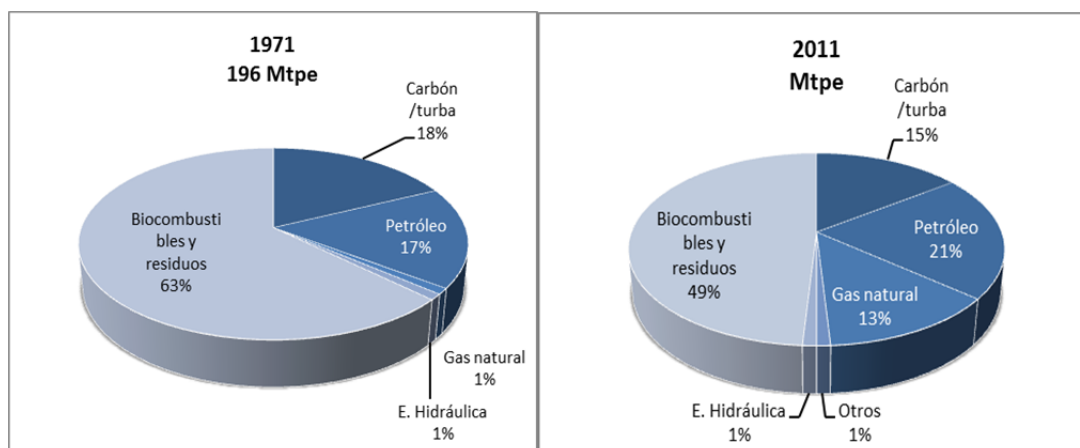
El petróleo es responsable del 45 % del consumo total de energía en la región, llegando al 83 % en Irak y hasta 93 % en Yemen. Aunque el consumo de petróleo en el sector de generación eléctrica ha decrecido de 54 % a 37 %, se advierte un gran crecimiento del consumo de petróleo en el sector del transporte, donde el petróleo monopoliza completamente el consumo de energía. En el gráfico I-35, podemos observar el notable incremento del consumo de petróleo en la región del Medio Oriente, el mismo que se ha estabilizado alrededor de las 200 Mtpes desde 2009. El notable incremento del consumo de petróleo en la región está determinado en gran medida por el desarrollo del consumo en el sector del transporte rodado, que alcanza una cuota más del 50 % del consumo total en los últimos años.

Tendencias en la región África

En 2011, África produjo el 8,4 % de la energía mundial. Esta producción está dominada por el petróleo con un 39 %, seguida de la biomasa tradicional con un 31 %, el gas natural con un 15 % y el carbón con un 13 %. El uso de biocombustibles en forma de biomasa tradicional, es el mayor del mundo, siendo esta una de las características de las regiones menos desarrolladas. Asimismo, la distribución de la producción de energía se encuentra distribuida en subregiones, estando concentrada la producción de petróleo y gas natural en pocos países del norte, oeste y sur de África. En 2011, Nigeria, Angola, Argelia y Egipto produjeron juntos el 75% del crudo de la región, mientras que solamente Argelia produjo más del 40 % del gas natural. El carbón es producido casi exclusivamente en Sudáfrica, que es el sexto exportador a nivel mundial, así como un gran consumidor (IEA, 2012a).

¹² Ver: IEA (2013c)

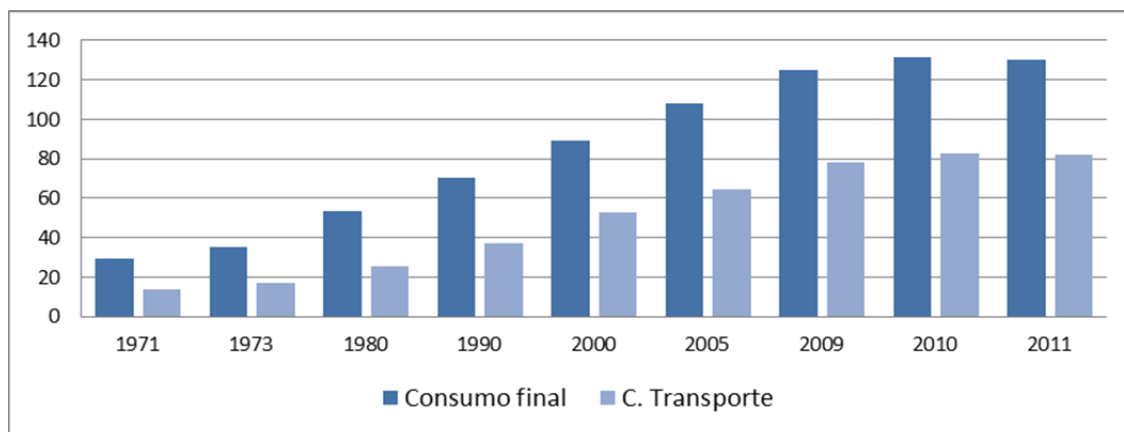
Gráfico I – 36: Suministro total de energía primaria en África



Fuente. Elaboración propia a partir de OCDE (2010)

Como se puede observar en el gráfico I–36. El suministro total de energía primaria en África se encuentra dominado por biocombustibles (sólidos), con una cuota del 49 % en 2011, mucho más alta que la cuota promedio mundial del 10 %. La producción total de energía primaria está dominada por el uso de biocombustibles sólidos, debido a sus recursos forestales, la agroindustria y la agricultura, gran cantidad de población en zonas rurales y bajo PIB per cápita, situación que promueve su utilización energética como combustible para la calefacción y para la cocción de alimentos.

Gráfico I – 37. Evolución del consumo de petróleo en el sector del transporte en la región de África



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2013c)

En 2011, la región África produjo un 13 % menos de petróleo que en 2010, principalmente por los problemas políticos relacionados con la emergencia de la primavera árabe en Libia, aunque continuó representando el 11 % de la producción mundial de crudo. África exporta alrededor del 80 % de su producción, entre los principales productores de la región, la producción en Libia se contrajo en un 70 %, la de Nigeria en un -1,8 y la de Angola en un -7,8, mientras que se incrementó en nuevos países productores como Gana.¹³

¹³ Ver: (IEA, 2013b)

A pesar de que la mayor parte de la producción de petróleo en esta región se destina a los mercados internacionales y que el consumo total relativo a otras regiones del mundo presenta una menor cuota, el incremento del consumo interno de petróleo durante el periodo 1971-2011, ha experimentado un notable incremento que ha pasado de alrededor de las 30 Mtpe en 1971, a alrededor de las 130 Mtpe en 2011. Este incremento ha estado también marcado por el desarrollo del transporte de automoción, que ha pasado de menos de 20 Mtpe en 1971, a 80 Mtpe en 2011, como podemos observar en el Gráfico I-37.¹⁴

I.1.5. Características del mercado de productos energéticos para el transporte rodado

Como hemos descrito líneas arriba el sector del transporte es el que menos se ha desacoplado del uso del petróleo, en comparación con otros sectores económicos. En este sentido el comportamiento en los mercados del crudo afecta directamente los costes energéticos en el transporte, e indirectamente estos costes, se trasladan a la economía de demás sectores económicos y de los hogares, afectando la competitividad de las empresas y la renta disponible de los hogares en uno y otro caso. Por ello, es importante saber cómo funciona el mercado de productos energéticos, y que pueden hacer los Estados para minimizar los costes derivados de la volatilidad e incremento de precios del petróleo.

El mercado internacional de carburantes de automoción, se caracteriza, entre otras cosas, por ser un mercado internacional de excedentes que se puede costear marginalmente. En el mundo, el comercio de crudo representa la mitad de la producción, mientras que el comercio de productos petrolíferos representa la séptima parte. Esta diferencia se da porque se refina el crudo de petróleo en función de la demanda doméstica de carburantes y productos. Cuando los factores que afectan la oferta, ya sean de carácter económico, político-regulatorio, o meteorológico, incrementan la oferta interna por encima de la demanda, los excedentes de estos productos energéticos terminan en el mercado mundial de “*commodities*” energéticas.¹⁵

Dependiendo de las especificaciones de calidad, los productos cotizan sus precios, bien tomando en cuenta los mercados de referencia internacional, como el de mercado de Róterdam, del Golfo, o bien estableciendo precios oficiales como en el caso de los países productores, o los países emergentes en cuyos mercados nacionales normalmente se encuentran presentes empresas energéticas y petroleras estatales. También hay países que se encuentran en una situación intermedia, donde una empresa pública fija precios testigos de acuerdo a los precios de referencia internacionales del crudo, por ejemplo el *Brent* o el *WTI* (Montamat, 2002).

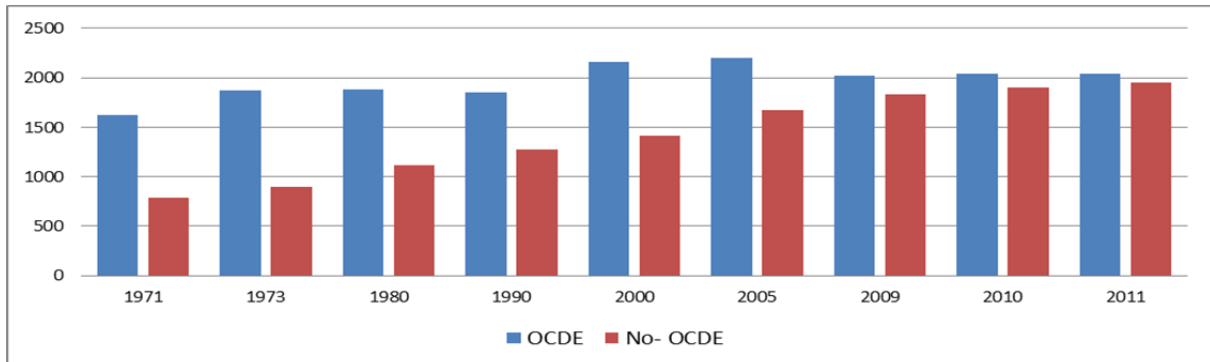
En el gráfico I-38 podemos observar que mientras que la evolución de la producción de derivados del petróleo ha sido mayor en los países del entorno de la OCDE manteniéndose alrededor de las 2000 Mtpe hacia la última década; la producción de derivados del petróleo, ha crecido notablemente en los países no industrializados, pasando de alrededor de las 750 Mtpe en 1971 (menos de la mitad de la producción de la OCDE en aquel tiempo), a una producción cercana a las 2000 Mtpe (casi el mismo nivel de producción de la OCDE). Entre los principales productos petrolíferos están el GLP/nafta, la gasolina, los combustibles para aviación, los destilados medios

¹⁴ Ver: (IEA, 2012a)

¹⁵ Ver: Montamat (2009),

como el diésel o el kerosene, o el petróleo combustible residual, entre otros. El desarrollo tecnológico de la industria de refino de crudo impulsado por el incremento de la demanda internacional de productos, el incremento de la demanda interna en el sector industrial como en el sector del transporte, así como los objetivos de política energética para incrementar las rentas del petróleo, han influenciado significativamente en el desarrollo de la capacidad de producción propia de productos derivados del petróleo en los países emergentes y en vías de desarrollo.

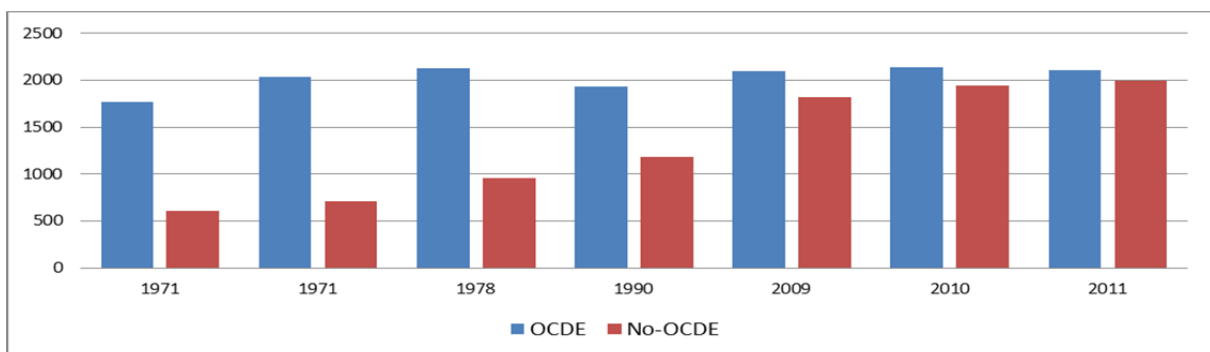
Gráfico I – 38: Producción mundial de productos derivados del petróleo (Mtpe)



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2013a)

Como podemos observar en el Gráfico I–39, el consumo mundial de los productos derivados del petróleo ha estado dominado por el consumo de los países de la OCDE. El temprano desarrollo de la industria del refino, el uso industrial y de generación eléctrica de productos petrolíferos, así como el desarrollo de la industria automotriz vinculado a la mayor renta per cápita en esta región, impulsaron el incremento del consumo de productos derivados del petróleo.

Gráfico I – 39: Consumo mundial de productos derivados del petróleo (Mtpe)

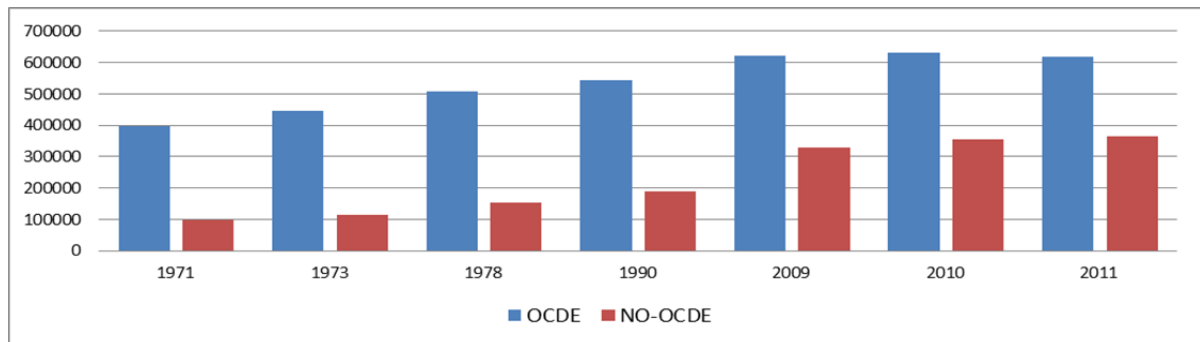


Fuente: AIE (2013a)

Sin embargo, la región No-OCDE ha mostrado en las últimas décadas una tendencia incremental en el consumo de productos petrolíferos, impulsado en gran medida por el desarrollo de las economías emergentes, hasta situarse en un nivel de consumo prácticamente igual al que presentan los países industrializados agrupados en la OCDE. Cabe señalar que el incremento de la demanda de derivados del petróleo distintos al diésel o la gasolina, también afecta la oferta de carburantes en el mercado internacional, siendo otro factor relacionado con el incremento de precios del petróleo.

Las transacciones de los más importantes derivados del petróleo como gasolina o diésel, pueden darse a término en el mercado al contado “spot”, o en el mercado de futuros y opciones. El coste de oportunidad de producir un producto refinado internamente, cualquiera que sea la estructura regulatoria del mercado, es comprarlo en el mercado internacional, es decir de otros productores de crudo que además producen productos refinados, o de importadores de crudo que están en el negocio del refino. Asimismo, el coste de oportunidad de vender un producto refinado en el mercado doméstico es venderlo en el mercado internacional.¹⁶

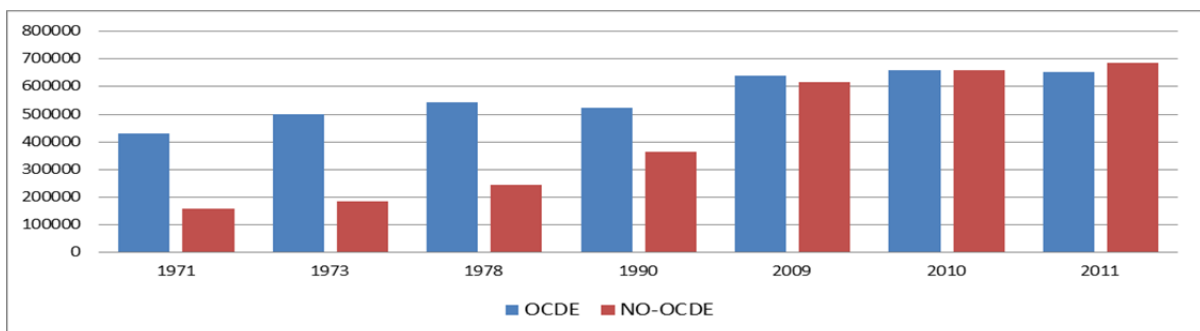
Gráfico I – 40: Evolución de la demanda de gasolina en el mundo



Fuente: IEA (2013a)

A pesar de que el mercado de productos petrolíferos está en la actualidad repartido equitativamente entre la OCDE y el resto del mundo, cuando hablamos solamente de consumo de gasolina, observamos que la región OCDE es la que más gasolina consume. Este nivel de demanda está relacionado directamente con el tamaño de su mercado de transporte rodado. Sin embargo el consumo de gasolina fuera de las fronteras de la OCDE se ha incrementado notablemente en el periodo 1971-2011 pasando del 25 % del consumo total de la OCDE en 1971, a alrededor del 60 % en 2011. Este incremento está relacionado con el desarrollo del mercado del transporte rodado y el aumento de la renta per cápita en los países con las economías más desarrolladas de la región.

Gráfico I – 41 : Evolución de la demanda de diésel



Fuente: IEA (2013a)

Contrariamente a los que sucede con el mercado de la gasolina, el mercado de diésel se ha desarrollado mucho más fuera de las fronteras de la OCDE, alcanzando y superando el consumo de esta región en 2011. Este incremento tiene que ver bastante con la competitividad relativa del diésel como carburante en las economías emergentes y países en vías de desarrollo con sectores industriales y de transporte en expansión.

¹⁶ Ver: (OECD/ITF, 2008) y (Montamat, 2002)

1.1.5.1. Demanda de carburantes como una demanda derivada

De forma general, la demanda de energía es derivada de la necesidad de usar la energía para obtener cierta clase de servicios. La demanda de energía depende en primer término de la demanda de los servicios deseados, (transporte, calefacción, etc.), de la disponibilidad y de las propiedades de las tecnologías de conversión de las fuentes de energía primaria en productos energéticos, así como de los costos de la energía y de las tecnologías usadas para su conversión. Por ejemplo, los consumidores de gasolina la usan para propulsar sus automóviles, convirtiendo la energía química de la gasolina en energía mecánica para conseguir fuerza motriz. La cantidad de gasolina usada es proporcional a los kilómetros recorridos por los vehículos y es inversamente proporcional a la eficiencia por la cual la gasolina es convertida en energía mecánica útil (medida en kilómetros por galón de gasolina utilizada por el vehículo). La demanda de gasolina es entonces derivada de las elecciones sobre las distancias que los vehículos recorren y por la eficiencia en el proceso de conversión de la energía.¹⁷

De acuerdo con Sweeney (1984), la eficiencia de los equipos de conversión de energía también es un factor que determina la demanda. En general, los equipos o artefactos de conversión son de larga vida (automóviles, unidades de aire acondicionado, refrigeradores, televisiones, hornos o sistemas computarizados). Los consumidores o las empresas pueden usualmente elegir entre diferentes alternativas con varios niveles de eficiencia de conversión energética; y tales alternativas influyen significativamente la demanda de las fuentes de energía. En la medida en que los consumidores y las empresas adquieren esas unidades entendiendo sus eficiencias de conversión, las expectativas sobre los precios futuros de la energía pueden influenciar las elecciones de algún artefacto en particular (por ejemplo, un escenario con altos precios del gas natural puede motivar a los consumidores a invertir en aislamiento térmico en sus casas, o un escenario con altos precios del petróleo puede motivar a los consumidores de automóviles a adquirir vehículos "Flex-fuel" o que pueden consumir de forma flexible, gasolina o etanol carburante, el lugar de adquirir vehículos que solo pueden consumir gasolina).

En general el incremento de los precios de la energía reduce la demanda al reducir el uso de los servicios de energía e incentivar la selección de equipos de conversión con mayor eficiencia energética. Por ejemplo, los precios de la gasolina influyen la demanda través de la eficiencia de los kilómetros por galón que dan los vehículos. Las preferencias de los consumidores finales en relación con la eficiencia de los vehículos está influenciada por el costo por kilómetro recorrido, incluyendo los costos de gasolina/diésel por kilómetro, igual a la ratio precio por galón de la gasolina-diésel/Km, así como por otros costos relativos. Un incremento de los precios de la gasolina incentiva a los consumidores a adquirir vehículos de automoción más eficientes. Ambos factores implican que un incremento de los precios de la gasolina o el diésel reduce la demanda de gasolina o diésel, con un ajuste relativamente rápido de las millas de los vehículos y con una eficiencia del combustible ajustándose más lentamente en las nuevas flotas de vehículos (Kneese & Sweeney, 2006).

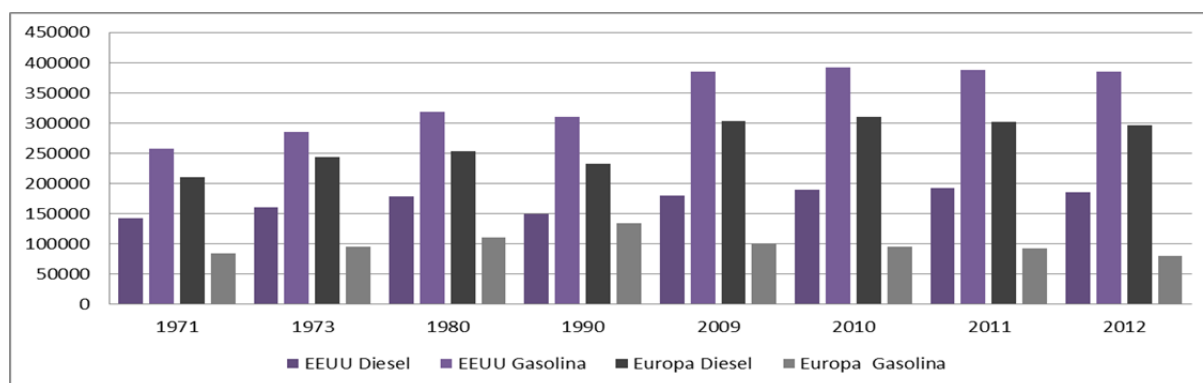
Teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos energéticos para el transporte y su estrecha relación con los artefactos de conversión energética, el mercado de carburantes derivados del

¹⁷ Ver: (Sweeney, 1984)

petróleo es además un mercado de preferencias condicionadas por la tecnología de los artefactos de consumo (principalmente vehículos de automoción) que existe en el mercado. Esto quiere decir que los consumidores en el mercado del transporte rodado, antes de ser consumidores de carburantes, son consumidores de motores (diésel, ciclo Otto, a gasolina, Flex-fuel Etc.), por lo que los patrones de consumo también están condicionados a los cambios impuestos por la industria automotriz. Asimismo, los cambios tecnológicos en los vehículos para incrementar la eficiencia o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), o favorecer el consumo de algún tipo de carburante por razones económicas y políticas (como proteger alguna industria nacional), van marcando el camino de las nuevas preferencias de consumo de combustibles en el transporte rodado (Montamat, 2002).

Como ejemplos podríamos mencionar la predominancia de los vehículos diésel en Alemania y los vehículos a gasolina en EEUU, o hasta los vehículos “*flex-fuel*” en el caso de Brasil (que funcionan con gasolina mezclada con etanol o con etanol hidratado y que podría funcionar también con gasolina pura, si es que no hubiera una regulación de mezcla que dirigiera la demanda de consumo). La oferta de los productores de automóviles, que puede además estar influenciada por las regulaciones estatales, es un factor importante al influenciar en las preferencias de los consumidores finales en el mercado de carburantes. La demanda de gasolina y diésel en EEUU comparada con la demanda de gasolina y diésel en Europa, refleja claramente las diferencias del consumo de carburantes de automoción entre ambos mercados.

Gráfico I – 42: Demanda de Gasolina y Diésel en EEUU y Europa (1000 toneladas métricas)



Fuente: IEA (2013a)

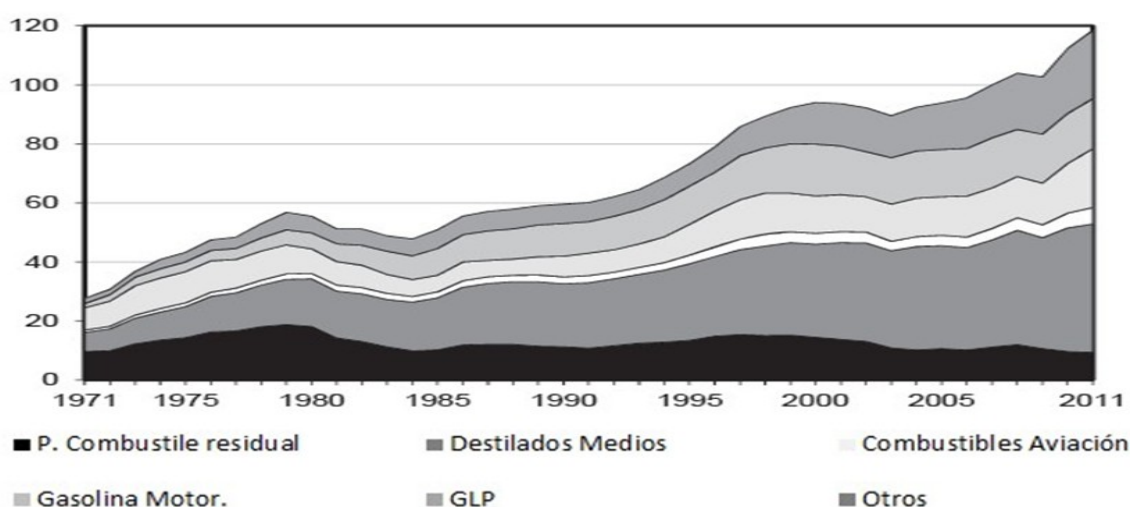
En el gráfico I–40 podemos observar la diferencia existente entre los mercados de carburantes para el transporte rodado entre EEUU y la UE. En el caso de EEUU el carburante dominante es la gasolina y demanda se ha incrementado hasta casi alcanzar las 400 millones de toneladas métricas en 2012. Por el contrario, el consumo de diésel se ha mantenido entre los 150 y los 200 millones de toneladas métricas, mostrándose rezagado en relación al ritmo de incremento en el consumo de gasolina desde (alrededor del 50 % del consumo de la gasolina en la actualidad). En el caso del mercado Europeo (Región Europa OCDE), sucede lo contrario. El diésel es el carburante con mayor cuota de mercado y su demanda de consumo se sitúa alrededor de los 300 millones de toneladas métricas en los últimos años, mientras que el consumo de gasolina se encuentra por debajo de los 100 millones de toneladas métricas, representando una proporción inferior a la tercera parte del consumo de diésel en la región. Cabe resaltar, como veremos más adelante, que los principales biocarburantes

desarrollados en estos mercados son en el caso de EEUU, el etanol carburante (usado en mezclas con la gasolina); mientras que en caso de la UE el biodiesel (usado en mezclas con el diésel).

Asimismo, aun cuando los mercados de carburantes nacionales para el transporte traten de eludir las tendencias internacionales sobre el ahorro energético o la protección ambiental, éstas se introducen a través de la industria automotriz. La influencia de los mercados regulados llega a los mercados menos regulados a través del comercio internacional de automóviles, forzando cambios en la demanda de carburantes. La integración entre el mercado nacional y el internacional favorece esta adaptación a los nuevos patrones de consumo con mayor rapidez y eficiencia. Sin embargo, en muchos mercados nacionales altamente regulados, la oferta y demanda de productos esta desarticulada por cuestiones de especificación. Se exportan excedentes de bajo valor añadido y se importan derivados con alto valor, en virtud de la obsolescencia del parque de refino y el alto coste que importa su renovación.¹⁸

Como podemos observar en el gráfico I- 43, la evolución de la demanda de derivados del petróleo en Brasil es tres veces mayor en la actualidad que en el año 1971. Los combustibles dominantes en la demanda final de productos son los destilados medios, donde domina principalmente el consumo de diésel. La gasolina representa una menor proporción de la demanda cuando se la compara con los destilados medios como el diésel. Esto es en gran medida por el desplazamiento que impuesto la política de uso de etanol carburante en el transporte.

Gráfico I – 43: Evolución de las demanda de productos derivados del petróleo en Brasil



Fuente: IEA (2013c).

Los destilados medios incluyen diésel como kerosene. LPG incluye GNL, etano y nafta, otros también incluyen el uso directo del crudo de petróleo y otros hidrocarburos.

La complejidad y el riesgo de inversión en el sector de los hidrocarburos han promovido una organización industrial integrada verticalmente. El mercado de carburantes es un mercado donde hay altos costes hundidos y beneficios de escala. En el mercado de hidrocarburos, los costes de inversión, normalmente son costes hundidos en las diferentes etapas de la cadena de producción, desde la exploración hasta la comercialización minorista, y resultan ser difícilmente recuperables.

¹⁸ Ver: (OECD/ITF, 2008) y (Montamat, 2002)

Pero la integración vertical de las compañías permite que los costes marginales de producción sean decrecientes, esto significa que a medida que aumentan las unidades de producción se reducen los costos unitarios por cada barril de gasolina o diésel producido, aumentando los beneficios de las empresas. En consecuencia, estas características en la organización industrial de las compañías fomentan la concentración de la actividad en pocas empresas, constituyendo así una barrera de entrada de nuevos actores. Además, por la estructura de estos mercados, los operadores manifiestan una general renuencia a la internacionalización, porque esta implicaría competir en el mercado internacional, donde también hay empresas integradas que pueden costear marginalmente sus excedentes y competir en precios.¹⁹

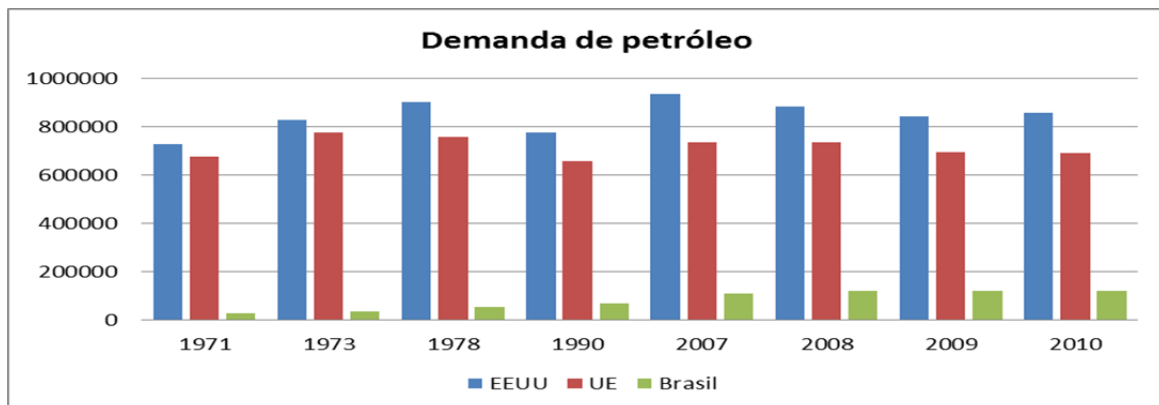
El surgimiento de las NOC (*National Oil Companies*) ha también ha afectado la estructura y el comportamiento del mercado, habiendo sistemas donde las NOC compiten con otras compañías y otros sistemas donde las NOC monopolizan la actividad de producción. Cuando el Estado monopoliza la actividad productiva a través de una NOC, y se apropia de la renta a través de una empresa pública, normalmente cede una parte de esa renta a la empresa Estatal para el desarrollo de la producción y aprovechamiento de nuevas reservas, con lo que puede influir en la inversión de la NOC en su capacidad de producción, y afectar el suministro y el coste energético en el mediano largo plazo. Si el país productor decide establecer precios oficiales sin tener en cuenta los precios internacionales, subvenciona el coste de la energía y una parte de esa renta queda en beneficio de los consumidores nacionales. En este caso, la diversificación de fuentes energéticas alternativas para el transporte estaría desincentivada, al menos hasta que la reducción de la producción de las NOC caiga por debajo de la demanda interna y se eleve el coste de la política de subvención de los productos energéticos (Radezki, 2012).

En un sistema de aprovechamiento privado, mediante IOC o compañías nacionales privadas, el mecanismo más usado para intercambiar los beneficios y costes de la explotación de los recursos, es la concesión. Los concesionarios realizan las inversiones de exploración y explotación a cambio de una participación en la renta, mientras que la otra parte de la renta queda en propiedad del Estado, pasando a las arcas públicas por medio de impuestos y regalías. Como en el caso anterior si los precios oficiales están desvinculados de los precios internacionales, los consumidores finales se benefician de una parte de esa renta. Los subsidios al consumo son determinantes, al fijar los incentivos y señales de precios que determinan la distribución de la renta del petróleo y por tanto la inversión en la explotación de los recursos. La política fiscal que determina la apropiación y el reparto de la renta del petróleo, pueden atraer las inversiones en el sector, o de lo contrario redirigirlas hacia otros países que ofrezcan más renta o países donde haya sea menos incertidumbre sobre los cambios regulatorios y el cumplimiento de los contratos de concesión.²⁰ Dada la inelasticidad en el mercado de productos energéticos para el transporte, la presión fiscal sobre los carburantes puede ser además un instrumento de recaudación de ingresos estatales y en este sentido, el nivel de presión fiscal puede promover o desincentivar el consumo de derivados del petróleo. Los instrumentos fiscales también pueden ser usados para internalizar los costes medioambientales o como veremos más adelante, para fomentar el consumo de otros productos energéticos alternativos (Lazzari, 2006).

¹⁹ Ver: (Levin, 1981) y (Fan, 2000)

²⁰ Ver: (Radezki, 2012) y (Frankel, 1989)

Gráfico I – 44



Fuente: Elaboración propia partir de (IEA, 2011b)

Algunos servicios energéticos pueden utilizar distintos productos energéticos mientras que otros tienen menos productos disponibles para ser sustituidos. Por ejemplo, los hogares tienen sistemas de calefacción que pueden utilizar, electricidad, gas natural, petróleo, o madera, dado que cada uno de estos puede ser convertido en energía térmica. Así, los productos energéticos pueden en general ser sustitutos económicos, por lo que la demanda de un producto energético en particular es una función creciente de los precios de otros productos energéticos (Kneese & Sweeney, 2006).

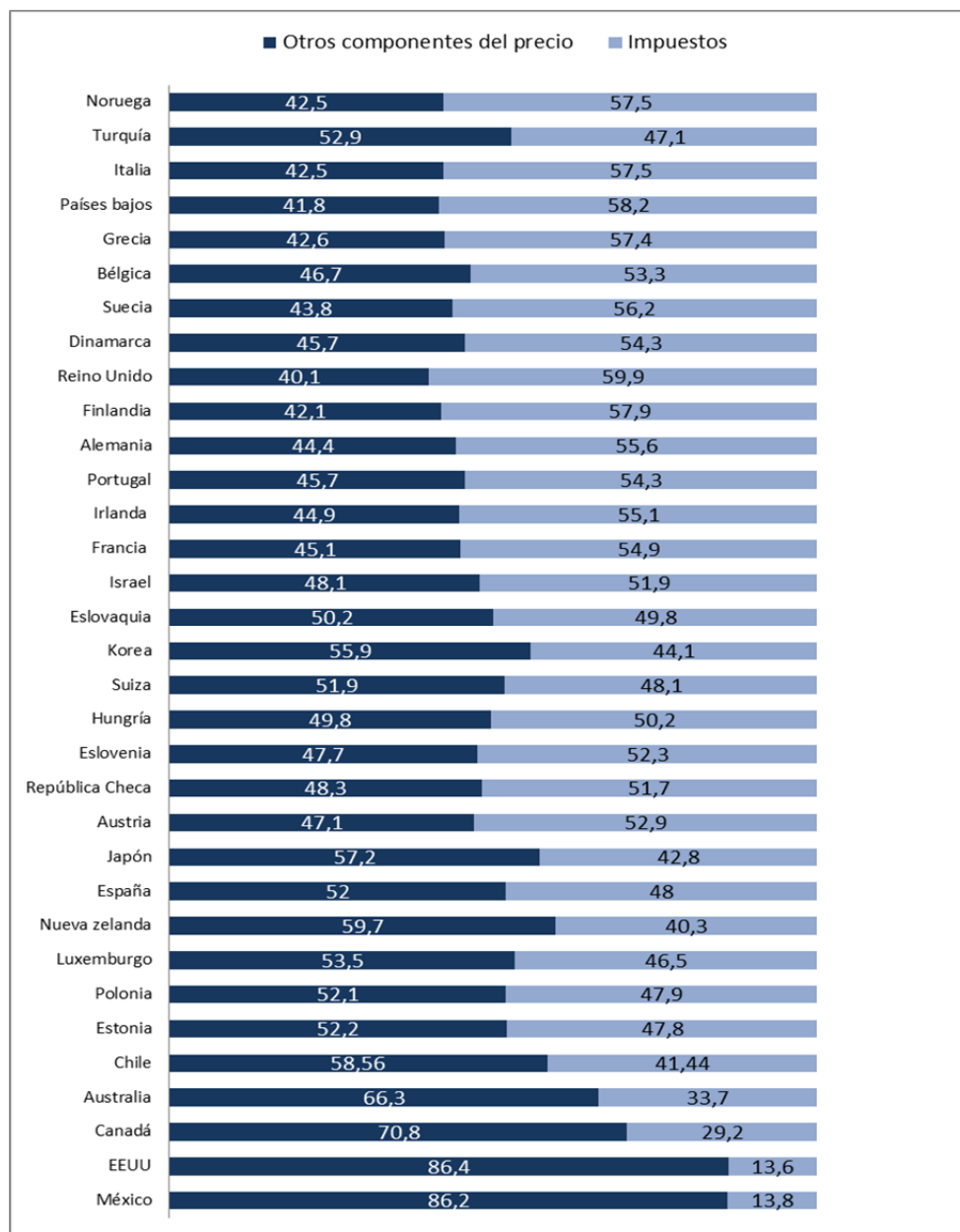
La capacidad de sustitución de un producto energético es posible y está limitada por el conjunto de tecnologías de conversión disponibles. En general, una tecnología de conversión puede ser usada solamente por un determinado producto energético. Por ejemplo, los hornos de gas natural usados en los hogares para calefacción, no pueden usar petróleo, electricidad o madera. Como los equipos de conversión son típicamente de larga duración, la sustitución entre los productos energéticos solo puede ocurrir lentamente. Cuando se adquieren nuevos equipos, la sustitución en el corto plazo, usualmente ocurre si están disponibles de forma simultánea varias tecnologías de conversión. Así, usualmente varios productos energéticos pueden ser vistos como sustitutos imperfectos, ya que presentan una mayor capacidad de sustitución en el largo que en el corto plazo (Kneese & Sweeney, 2006).

En este sentido, la capacidad de sustitución puede verse notablemente alterada por el desarrollo de nuevas alternativas de conversión. Por ejemplo, los automóviles históricamente fueron propulsados usando derivados del petróleo (gasolina o diésel), pero las tecnologías han podido desarrollar vehículos que usan electricidad, biocarburantes, gas natural propano, hidrógeno y otros productos. El problema radica en que estas alternativas tecnológicas de conversión lleguen a etapas plenamente comerciales. Asimismo, el uso de artefactos alternativos, aunque puede ampliar el haz de opciones para el consumidor final, no implica necesariamente un incremento de los productos energéticos alternativos. Este incremento estará determinado en gran medida por los precios relativos de los productos energéticos, el rendimiento y performance del producto, la política fiscal de la energía, y las demás variables que incidan sobre las preferencias del consumidor final de productos energéticos. Entre estos factores uno de los más importantes es la política fiscal.

I.1.5.2. Impuestos a los carburantes en el mercado del transporte rodado

Desde el punto de vista de la política fiscal, el mercado internacional de derivados del petróleo puede ser afectado por diferentes sistemas y niveles impositivos. Existen diferentes objetivos para que los Estados apliquen una tributación diferenciada, como subsidios a la producción de ciertos sectores (como energías renovables para el transporte), apropiación de la renta o internalización de costes medioambientales. En todos los casos, la tributación puede producir serias distorsiones en la demanda interna de carburantes por su impacto en los precios, y por tanto esto puede estar a favor o en contra del desarrollo del mercado de carburantes alternativos.

Gráfico I – 45: Proporción de los impuestos sobre el precio final de la gasolina sin plomo (%) (OCDE)



Fuente: IEA (2013a)

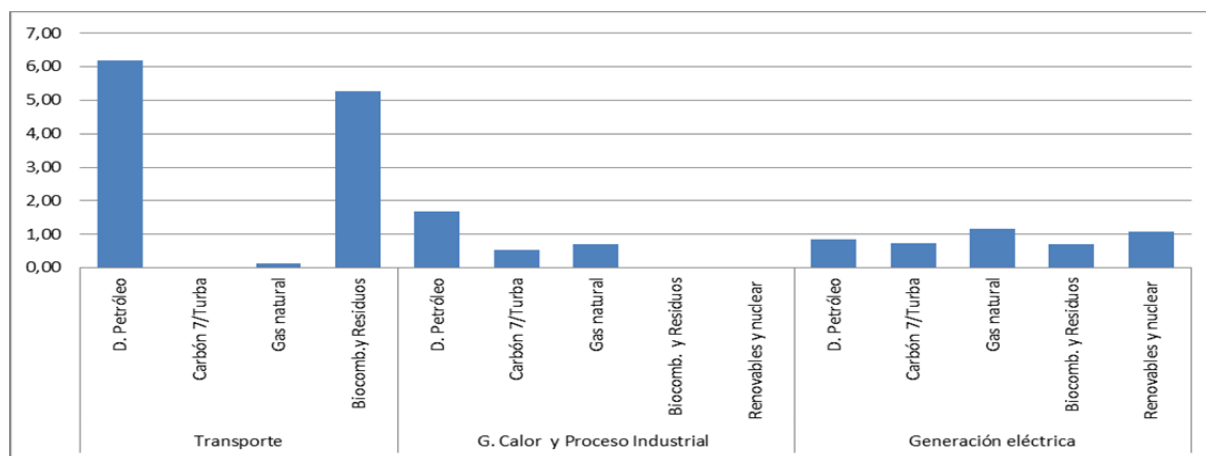
Un nivel alto de imposición desincentiva el consumo del producto energético que recibe la presión fiscal y puede promover un uso más eficiente del recurso. Entre los países de la OCED que aplican un mayor nivel de impuestos se encuentran los países europeos como el Reino Unido, los Países Bajos,

Italia, Grecia, Noruega, Suecia, Finlandia, etc.; que presentan en conjunto un nivel impositivo mayor al 50 % del precio de la gasolina sin plomo en la Europa OCDE. Con excepción de los países productores como Noruega, la mayoría de los países europeos no son grandes productores de petróleo, por lo que las importaciones de países miembros de la OCDE como de otros países productores son bastante altas. A diferencia de los altos niveles de impuestos sobre la gasolina sin plomo, otros miembros de la OCDE como EEUU o México, presentan menores niveles impositivos con el fin de incentivar el consumo.

En el caso de EEUU los bajos impuestos sobre este carburante son congruentes con la dimensión de su mercado, que como hemos señalado líneas arriba está dominado por el consumo de gasolina. Con este nivel de impuestos en EEUU el consumo puede llegar a ser bastante alto, siendo de 19 barriles/año el consumo del estadounidense medio, en comparación con los 11 barriles/año del europeo promedio o de 4,5/año de latinoamericano promedio. Otros sistemas fiscales, no solo no gravan el combustible, sino que establecen precios oficiales subsidiados por debajo de los precios que marca la paridad de exportación. Estos regímenes fiscales son característicos en los países productores y/o superavitarios de petróleo (Montamat, 2002).

Comparado con los sectores de generación de calor y electricidad, el sector del transporte y especialmente el subsector del transporte rodado es, a nivel de la OCDE, el sector que carga con el más alto nivel impositivo, más de 11,5 euros/GJ en términos de contenido energético y 161 euros por tonelada de CO₂. Entre los combustibles fósiles, los derivados del petróleo son los que reciben una mayor carga impositiva, en comparación con el gas natural o el carbón, en parte por el considerable uso de carburantes fósiles en el sector del transporte (OCDE, 2013a).

Gráfico I – 46: Fiscalidad comparada del uso de productos energéticos por sector en razón del contenido energético en la OCDE. (Tasa impositiva= €/GJ)



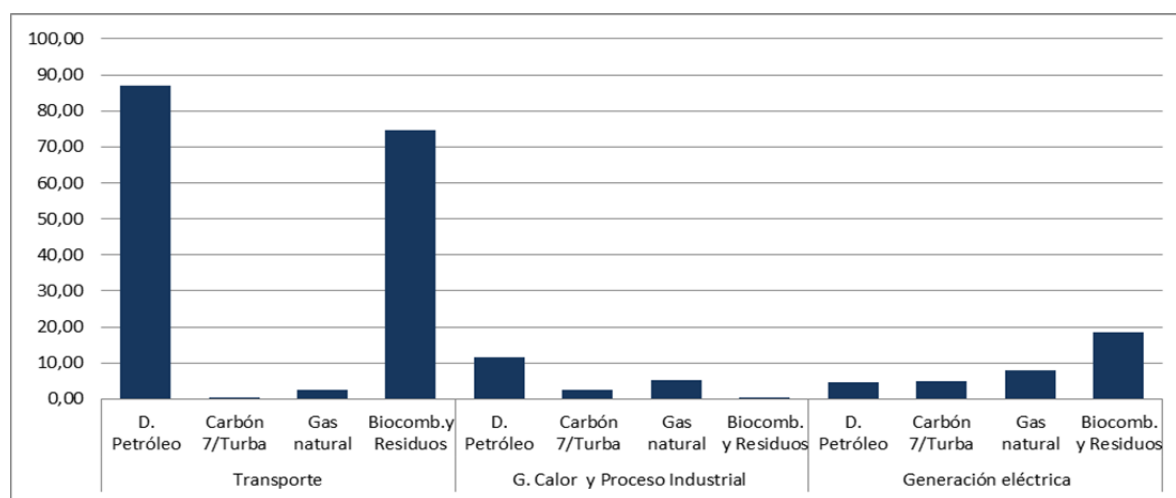
Fuente OCDE (2013a)

Las altas tasas aplicadas a los carburantes en el sector del transporte se explican en gran medida por los amplios objetivos de políticas públicas establecidos por los gobiernos en este sector. Mientras que la combustión de carburantes fósiles en la generación de calor, electricidad y transporte contribuye con el incremento de las emisiones de CO₂, el uso de carburantes en el transporte rodado (la máxima categoría dentro del sector del transporte) contribuye a incrementar otras externalidades adicionales como, la congestión vehicular, los accidentes de tráfico o la

contaminación sonora. Asimismo, una serie de países formal o informalmente establecen impuestos y peajes con el fin de financiar los costes de infraestructura (construcción y mantenimiento, como una forma de desplegar derechos de uso.²¹

En los gráficos I-44 y I-45 tenemos las tasas fiscales efectivas ponderadas aplicadas en razón del contenido energético y de las emisiones de CO₂. Esta información es relevante dada la naturaleza global de las externalidades negativas creadas por las emisiones de gases GEI, por que revela las elecciones políticas aplicadas por los grandes consumidores de energía.²²

Gráfico I – 47: Fiscalidad comparada del uso de productos energéticos por sector en razón del contenido de carbono en la OCDE. (Tasa impositiva= €/Ton-CO₂)



Fuente OCDE (2013a)

El contraste entre las tasa fiscales observadas en los gráficos, muestra la alta fiscalidad relativa de sector del transporte en relación con los demás sectores. El transporte incluye el trasporte rodado y otras formas de transporte tales como transporte ferroviario, marítimo y aéreo. En promedio, la fiscalidad en el transporte en los países de la OCDE representa un 23 % en relación al contenido energético y un 27 % en relación al contenido de carbono. Como resultado de las altas tasas aplicadas al sector, la fiscalidad en el transporte genera alrededor del 85 % de los ingresos totales por impuestos a los productos energéticos en la OCDE. La variación en la tasa fiscal efectiva promedio que se aplica en el sector del transporte entre los países a nivel de contenido energético varía de €0,57/ GJ en México a €18,9/GJ en el Reino Unido. En el caso de las tasas fiscales efectivas promedio en razón del contenido de carbono varía desde €8/Ton-CO₂ a €263/Ton-CO₂ para los mismos países respectivamente. A pesar de las amplias variaciones entre los países la mayoría de los miembros de la OCDE imponen una sustancial carga fiscal a los combustibles usados en el transporte, tanto en razón de su contenido energético como de las emisiones de Carbono. En el caso

²¹ Dado que los costos sociales, generalmente varían en razón de la localización y las condiciones del tráfico, la tarificación vial en horarios específicos podría en general ser un mejor instrumento para abordar de forma más directa y eficiente este tipo de externalidades. Ver: (OCDE, 2013a)

²² La tasa promedio ponderada permite tener en cuenta la dimensión de algunos de los más grandes consumidores de energía de la región en la OCDE como EEUU, Japón o Canadá, que al presentar menores tasas fiscales en comparación con los países de Europa, reducen el promedio de las tasas efectivas aplicadas en la región de la OCDE.

del contenido energético la tasa fiscal efectiva promedio en la OCDE es de €6,05/GJ; mientras que en razón de su contenido de carbono es de €85,40/ Ton-CO₂ (OCDE, 2013a).

Las tasas efectivas también varían considerablemente entre los países, tanto por tipo de combustible como por el tipo de uso. Cuando se compara el uso en el transporte con el uso fuera del transporte, se observa que el uso en el transporte presenta una considerablemente mayor presión fiscal, tanto en razón del contenido energético como en razón de la liberación de emisiones de gases GEI. Esta alta fiscalidad muchas veces está justificada en la internalización de los costes externos generados en el mercado de carburantes para el transporte rodado (emisiones de carbono, congestión, accidentes, contaminación sonora) o como se ha mencionado para financiar los costes de la infraestructura de carreteras (OCDE, 2013a).

Tabla I – 2: Promedio simple de Tasas fiscales efectivas a los combustibles en el transporte, por uso y combustible

En razón del contenido energético (Euros/GJ)								
% base		Combustibles						
		Gasolina	Diésel	GLP	Comb. Aviación	Biocarburantes	Gas N.	Total. Com.
		53 %	34 %	1 %	6 %	3 %	2 %	100 %
Rodado	90 %	15,5	10,5	3,4	0,0	5,0	0,7	12,2
No-Rodado	10 %	1,0	4,4	0,3	1,7	0,0	0,3	2,9
Total	100 %	15,5	10,2	3,6	1,7	5,0	0,6	11,5
En razón del contenido de las emisiones de CO ₂ (Euros/ Ton-CO ₂)								
% base		Combustibles						
		Gasolina	Diésel	GLP	Comb. Aviación	Biocarburantes	Gas N.	Total. Com.
		52 %	36 %	1 %	6 %	3 %	1 %	100 %
Rodado	90 %	224	142	54	0	71	12	170
No-Rodado	10 %	15	60	4	23	0	5	40
Total	100 %	223	137	56	23	71	11	161

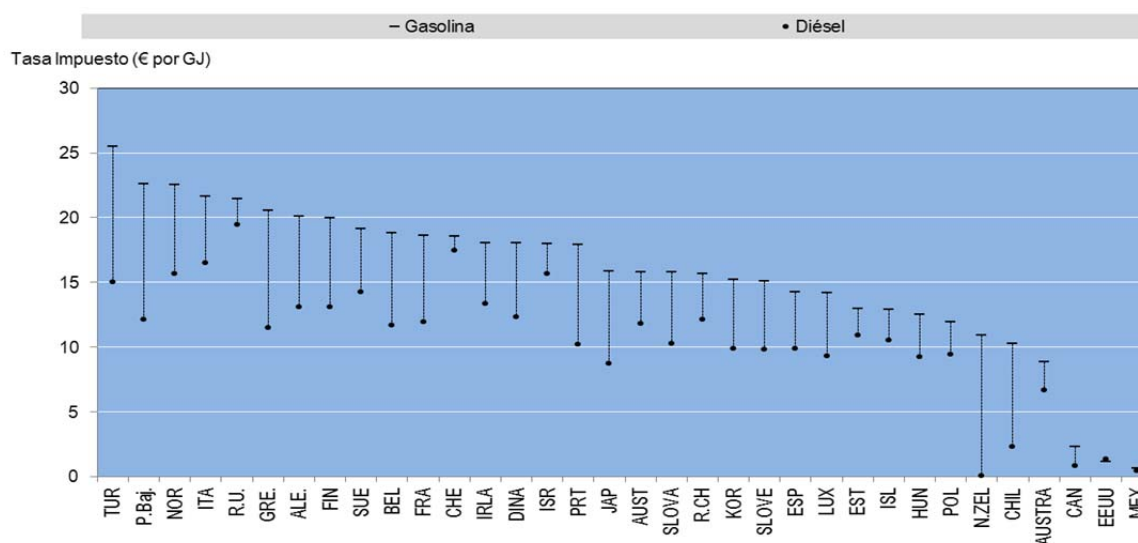
Fuente: OCDE (2013a)

Las tablas muestran una alta variación entre las tasas fiscales para los diferentes combustibles usados en el transporte, tanto en términos energéticos como por emisiones de carbono. Cuando se trata del subsector del transporte rodado, tanto la gasolina como el diésel, son los combustibles que reciben la mayor presión fiscal. La considerable carga fiscal en el subsector no solo responde a la internalización de los fallos del mercado de carburantes, sino como hemos mencionado líneas arriba, la alta fiscalidad sobre los derivados del petróleo es un instrumento con un marcado carácter recaudatorio, especialmente en el sector del transporte rodado donde la elasticidad de la demanda es bastante baja y las importaciones de crudo dominan casi todo el mercado. Esta es una característica de los países altamente deficitarios de crudo, especialmente en los países europeos y mucho menos en EEUU, Canadá o México.

En razón del contenido energético la tasa efectiva promedio aplicada a los biocarburantes usados en el transporte rodado es la tercera parte de la tasa aplicada a la gasolina y la mitad de la tasa aplicada al diésel. Asimismo, en razón de las emisiones de CO₂, los biocarburantes reciben una tasa fiscal efectiva en la misma proporción y mayor al gas natural y al GLP usados en el transporte rodado. No pocos consideran si este nivel impositivo es incoherente con las directrices de política energética en el transporte rodado que muchos países vienen desarrollando para promover el uso de biocarburantes en el subsector. En este sentido, la reforma propuesta por la Comisión Europea en 2011, cuestiona y busca orientar la política fiscal aplicada a los carburantes por los países de la UE, hacia los objetivos de promoción de renovables en el transporte de la UE, porque no son coherentes ni con el contenido energético relativo de los biocarburantes, ni con el ahorro de emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera (Lazzari, 2005).

Existe además una gran diferencia entre la carga fiscal aplicada sobre la gasolina y el diésel usados en el transporte y esto influye en la demanda de consumo de la región. El diésel es gravado con una menor tasa por litro que la gasolina en la OCDE, aun cuando ambos tengan distintas características en su contenido energético y de carbono. Un litro de diésel tiene alrededor de un 10 % más de contenido de combustión energética que un litro de gasolina. Asimismo, un litro de diésel produce un 18 % más emisiones de CO₂ que la gasolina, así como mayores emisiones de partículas y contaminantes locales. Como resultado, un igual trato fiscal de la gasolina y el diésel tanto en razón en razón de su contenido energético como de carbono, requeriría en teoría una mayor tasa fiscal para el diésel que para la gasolina. Lo que podemos observar es que es justamente lo contrario, el promedio simple de la tasa fiscal efectiva en los países de la región OCDE es 32 % menor que la gasolina en términos de su contenido energético y 37 % menor en términos de su contenido de carbono. Este es un patrón que se observa en todos los países de la OCDE en distinta magnitud.²³ Como podemos observar en el gráfico I-45, en razón del contenido energético la gasolina recibe una fiscalidad más alta respecto al diésel en casi todos los países agrupados en la OCDE.

Gráfico I – 48: Tasas fiscales efectivas en razón del contenido energético: Gasolina y Diésel usados en el transporte rodado

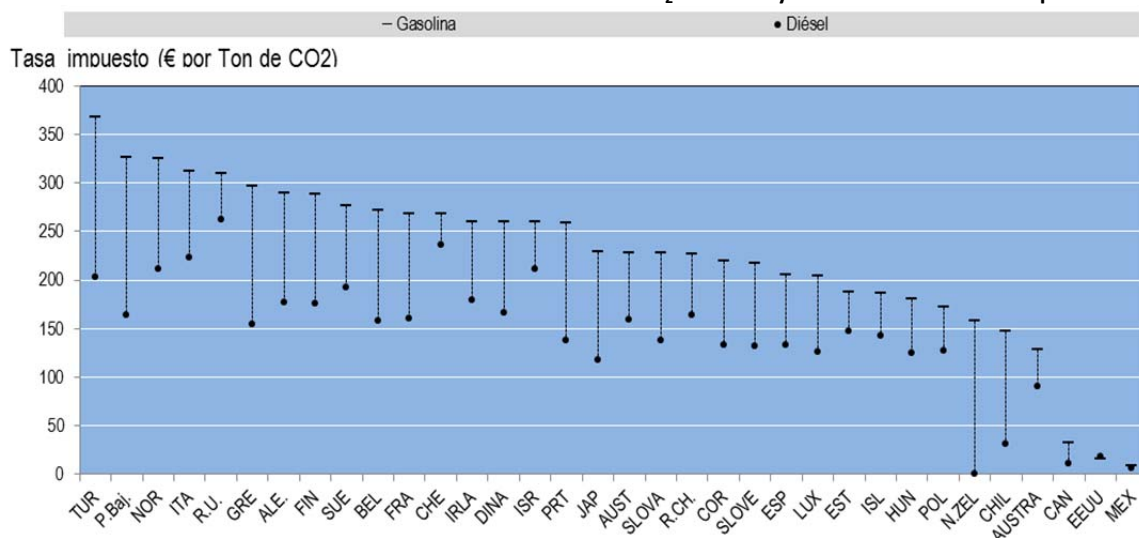


Fuente: OCDE (2013a)

²³ Ver : (OCDE, 2013a)

En razón del CO₂ liberado a la atmósfera la gasolina recibe una mayor tasa fiscal efectiva en los países de la OCDE, aun cuando las emisiones de CO₂ liberado a la atmósfera sean mayores para el mismo volumen de diésel usado en el transporte rodado. Como podemos observar en el gráfico I-47, todos los países aplican una mayor tasa fiscal sobre la gasolina que sobre el diésel en razón de las emisiones de carbono, con excepción de EEUU. Esto revela que la mayoría de países de la OCDE buscan influenciar los patrones de consumo de carburantes en favor del uso del Diésel.

Gráfico I – 49: Tasas fiscales efectivas en razón del contenido de CO₂: Gasolina y Diésel usados en el transporte rodado



Fuente: OCDE (2013a)

Algunos consideran que el diésel debe recibir una menor fiscalidad por litro que la gasolina dado que los vehículos propulsados por diésel son más eficientes por litro de carburante que los vehículos que consumen gasolina, al dar más kilómetros por litro (tanto por el mayor contenido energético como por la mayor eficiencia de los motores diésel). Sin embargo, la mayor eficiencia relativa del diésel es tomada en cuenta por los consumidores finales, quienes incrementarán el consumo de vehículos con motores diésel y con esto elevarán la demanda del diésel sobre la gasolina. De acuerdo con la OCDE (2013a), esta ventaja es internalizada por los propios conductores y no necesita ser tomada en cuenta para la determinación de la carga fiscal sobre el carburante. Por el contrario, las mayores externalidades negativas medioambientales relativas al consumo de diésel no son internalizadas por las tasas fiscales actuales. Estas emisiones de gases GEI así como de contaminantes locales del aire, representan un mayor coste social por litro de gasolina que por litro de diésel, no importa el nivel de internalización del beneficio privado al viajar grandes distancias. Así la internalización de los costes externos derivados de uso de diésel implicaría una mayor tasa por litro de diésel que por litro de gasolina.²⁴

Asimismo, en vista que los sectores industriales y comerciales han usado generalmente vehículos diésel para realizar sus actividades económicas, muchos argumentan que las bajas tasas aplicadas sobre el diésel carburante se justifican en razón del mantenimiento de la competitividad de estos sectores. Sin embargo, hay otras formas de promover la competitividad sin que se reduzca el nivel

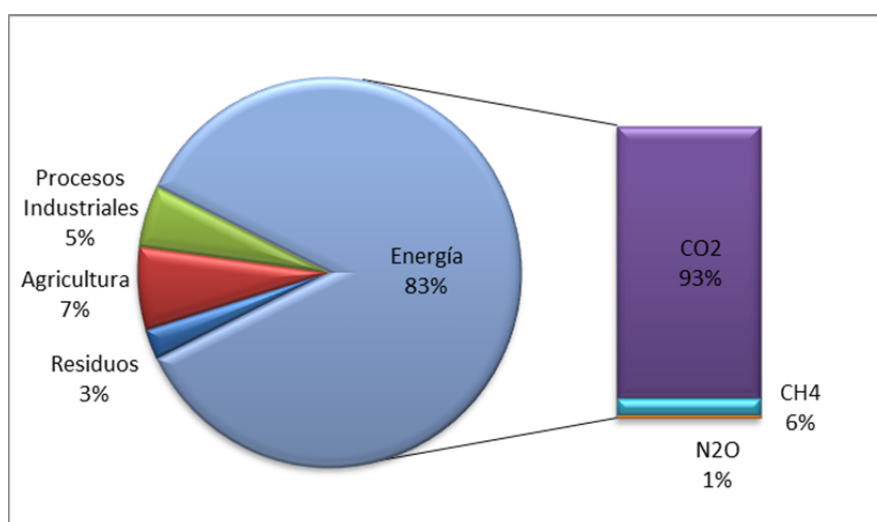
²⁴ Consideraciones similares se pueden decir sobre las externalidades en forma de accidentes y congestión vehicular. Como hay una alta probabilidad de que estos costos estén correlacionados positivamente con las distancias recorridas. Por tanto como un litro de diésel está asociado con una mayor distancia recorrida, será generalmente asociado con mayores costos de congestión y de accidentes. Esta situación implicaría, como en el caso anterior una tasa fiscal mayor por litro de diésel, que por litro de gasolina. (OCDE, 2013a)

de fiscalidad óptimo para el diésel. Además, en la actualidad hay muchos países donde el diésel no es considerado como un combustible de carácter principalmente comercial. El incremento sustancial de vehículos propulsados a diésel y por tanto el mayor consumo de diésel en muchos países puede deberse en gran parte a la ventaja fiscal de la que disfruta el carburante en relación con la gasolina (OCDE, 2013a).

I.1.6. Mercado de carburantes para el transporte y emisiones de CO₂

La necesidad de cubrir la demanda de servicios energéticos impone en la mayoría de los casos un considerable coste de carácter medioambiental, no siempre interiorizado por la regulación de las actividades humanas relacionadas con el uso de la energía. Así, las emisiones de CO₂ representan un coste externo impuesto sobre la sociedad en su conjunto y en el caso de los gases de efecto invernadero sobre la humanidad en su conjunto. De acuerdo con Rodríguez López (2006), un problema de contaminación medioambiental como el de las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera, representa por lo general problemas de naturaleza asignativa. Esto es debido básicamente al hecho de que las emisiones de gases de efecto invernadero generan efectos negativos sobre terceros no involucrados en el intercambio económico, por lo que el nivel de producción de equilibrio al que llegan los mercados espontáneamente es superior al nivel eficiente u óptimo de producción. De acuerdo con el autor, este diagnóstico ha justificado desde el punto de vista económico, la intervención del Estado en los mercados a fin de alcanzar una asignación más eficiente que permita incrementar el bienestar social. Las emisiones en el sector del transporte se contextualizan en un entorno donde el sector de la energía representa la mayoría de emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera, como se puede observar en el gráfico I-50.

Gráfico I – 50: Emisiones de Gases de efecto invernadero en el sector de la energía

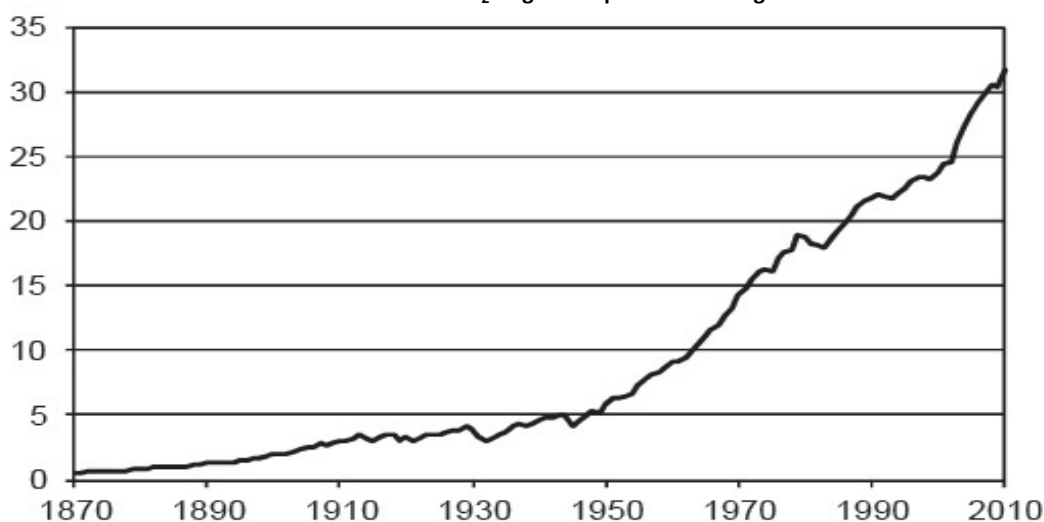


IEA: Elaboración propia a partir de IEA 2013d

El Cambio climático es uno de los más graves problemas medioambientales y su evolución ha estado vinculada al uso de productos energéticos derivados de fuentes de energía fósil. Este problema se ha evidenciado ante el incremento importante de las emisiones de gases de efecto invernadero

liberadas a la atmósfera por las actividades humanas y la significativa probabilidad de su relación con los cambios en el clima. De acuerdo con el IPCC (2013), los principales gases de efecto invernadero originados por actividades humanas que más se han incrementado en las últimas décadas son el Dióxido de carbono (CO_2), el Metano (CH_4), el Óxido nitroso (N_2O) y los Gases Fluorados (Gases-F). Las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero causadas por actividades humanas han aumentado en un 70 % desde 1970. Este cambio se atribuye a concentraciones de Gases de Efecto Invernadero de larga permanencia como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y los Gases-F. Estas concentraciones de GEI en la Atmósfera aumentan cuando las emisiones son superiores en magnitud a los procesos de detracción, siendo el incremento considerable del consumo de fuentes fósiles de energía ricas en carbono como el petróleo o el carbón/ Turba una de los principales contribuyentes al desequilibrio entre la liberación de emisiones de CO_2 y la regulación natural de clima mediante los procesos naturales de detracción de la tierra.(IPCC, 2013a). En el gráfico I-47 puede observar la evolución de las emisiones de CO_2 liberadas por la combustión de fuentes fósiles de energía.

Gráfico I – 51: Tendencias de las emisiones de CO_2 originadas por el uso energético de combustibles fósiles.



Las concentraciones de CO_2 en la atmósfera se han incrementado significativamente a lo largo del siglo pasado, especialmente cuando se le compara con los niveles observados durante el periodo pre-industrial (alrededor de 280 ppmv). Las concentraciones de CO_2 alcanzaron las 394 ppmv, representando un 40 % más que las observadas a mediados del siglo XIX, con un crecimiento promedio de 2 ppmv/año durante los últimos 10 años. Incrementos importantes también se han observado en los niveles de metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). El quinto informe del primer grupo de trabajo del IPCC vuelve a señalar que la probabilidad de que las actividades humanas estén afectando los sistemas climáticos es alta. (IPCC, 2013a)

Dados los efectos acumulativos de las emisiones de gases de efecto invernadero, el cambio climático no debe ser tratado como un problema convencional de estándares de contaminación del aire. A diferencia del caso del mercurio en el aire o de la contaminación por SO_x , una repentina y completa reducción de las emisiones de GEI no proporcionaría un alivio inmediato al problema del calentamiento global. Por la inercia del sistema climático, la acumulación en la atmósfera de las emisiones producidas en el pasado ya ha producido un efecto en el clima global que escapa a las capacidades políticas de control de los gobiernos actuales. (IPCC, 2013a)

Las externalidades originadas por las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero, pueden ser contrarrestados mediante la aplicación de medidas de mitigación. Cada uno de los sectores dispone de alternativas para incluir medidas de mitigación y aunque existe ya un nivel de planificación de medidas de mitigación, será necesario incrementar el alcance de las políticas de abatimiento de GEI, así como el desarrollo de nuevas tecnologías que favorezcan el cambio hacia un nuevo modelo de desarrollo más sostenible que establezca las concentraciones de GEI en la atmósfera y reduzca la vulnerabilidad al cambio climático. (IPCC, 2013a)

Los gobiernos, con el fin de reducir el impacto futuro de las emisiones de CO₂ generadas por las actividades humanas, tienen a su disposición una serie de instrumentos de política ambiental, que presentan ventajas como desventajas en su implementación, así como en el alcance de sus objetivos. Entre estos podemos mencionar por ejemplo: instrumentos de mandato y control (como la regulación de cuotas tipo *"Feed in tariffs"* para promover el uso de renovables en la generación eléctrica o las obligaciones de mezcla de biocarburantes en el sector del transporte), instrumentos económicos (como los impuestos ambientales o impuestos *"pigouvianos"*, los mercados de permisos de emisiones, o las subvenciones o acuerdos directos con las empresas entre otros. Aunque en muchos casos, algunos de estos instrumentos o su aplicación combinada, pueden no ser costo-eficientes en relación con el control de las emisiones de gases de efecto invernadero, estos instrumentos buscan regular las emisiones liberadas al internalizar los costes externos ambientales que generan sobre el medioambiente los agentes económicos (OCDE, 2009a).

Una de las principales diferencias entre estos los instrumentos de mandato y control y los instrumentos económicos o de mercado, radica en la costo-efectividad de la medida en cuestión, que a su vez dependerá de las características del mercado donde se apliquen los instrumentos. En algunos casos los instrumentos económicos serán más costo-eficientes que los instrumentos de mandato y control y viceversa. Mientras que estos últimos interfieren más con la libertad de los operadores en la realización de sus actividades económicas, a través de la obligación del cumplimiento de estándares y regulaciones, en el segundo caso, estos instrumentos tratan de establecer un precio para aquellas externalidades negativas sobre el medioambiente, como las emisiones de gases de efecto invernadero, que trata de igualar el coste marginal privado con el coste marginal social. Por ejemplo, los impuestos pigouvianos y los sistemas de permisos negociables. En el caso de los impuestos se fija el precio y la cantidad de reducción de emisiones es incierta. En el caso de los sistemas de permisos negociables se establece una cantidad fija de emisiones, pero el precio es determinado por el mercado y por tanto es incierto. También hay sistemas híbridos de comercio de permisos de emisión se establecen topes a los precios y pisos contienen elementos de ambos instrumentos.²⁵

La relación de los biocarburantes con los carburantes fósiles usados en el transporte tiene una dimensión ambiental que se encuentra básicamente vinculada a las emisiones de gases de efecto

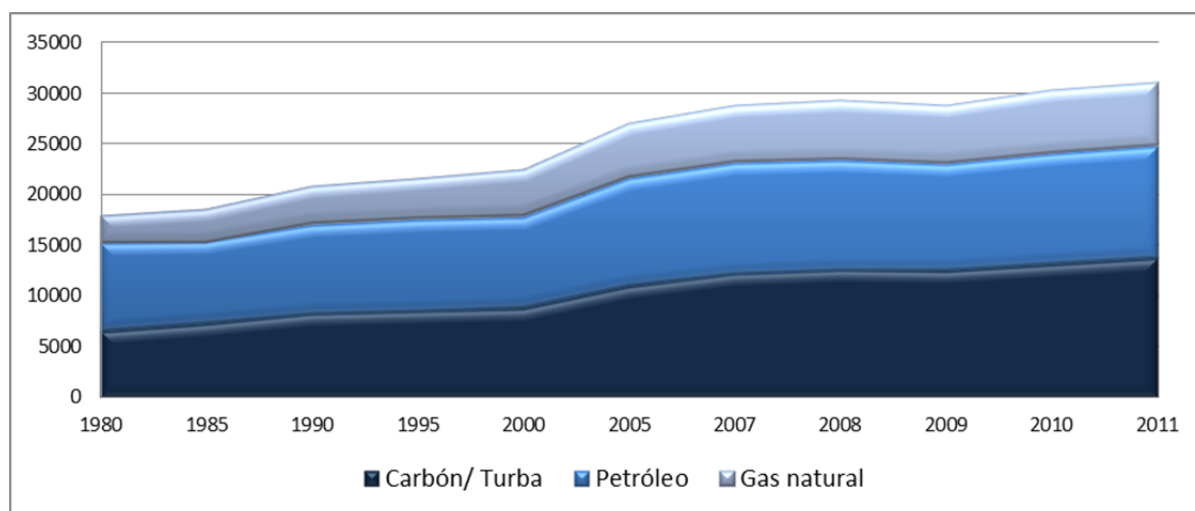
²⁵ Mientras que los impuestos ambientales al carbono presentan problemas operativos a escala transnacional (por ejemplo con la armonización de las tasas aplicables al carbono cuando se trata de organizaciones gubernamentales como la UE); el sistema de permisos de emisión de gases GEI es más viable en el ámbito internacional, porque se trata de un mecanismo que flexibiliza la toma de decisiones sobre los precios, y permite a los emisores localizar los menores costes marginales de abatimiento para negociar la compra de los permisos, sin que sea afectada la integridad medioambiental y sin imponer tecnologías específicas o cambios en el comportamiento como ante el caso de un estándar o regulaciones restrictivas (Hood, 2010).

invernadero liberadas a la atmósfera por el consumo de estos productos energéticos. Una de las principales ventajas atribuidas al uso de biocarburantes frente a los carburantes fósiles y que en muchos casos sirve de fundamento de las políticas de promoción en distintos países, radica en su menor impacto medioambiental debido al balance final positivo entre las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera y el carbono capturado durante el proceso de fotosíntesis de las plantas (IPCC, 2012a). Como veremos más adelante, existe una mezcla de instrumentos de carácter económico y de mandato y control que han sido o siguen siendo utilizados para fomentar su uso en el transporte, y cuya justificación política se apoya entre otros beneficios en la reducción de las emisiones y la lucha contra el cambio climático.

I.1.6.1. Emisiones Globales de CO₂: Tendencias globales

Las tendencias observadas en el nivel de emisiones a nivel global siguen el patrón de consumo energético de combustible fósiles, como el petróleo, el carbón y el gas natural. De acuerdo con la IEA (2013d), las fuentes fósiles de energía primaria representaron alrededor del 82 % del suministro total de energía en 2011, cerca de 10 puntos por encima del nivel observado el 1970 y que varía entre el 90 y el 99 % en los países desarrollados. El incremento de las emisiones de CO₂ por combustión de fuentes fósiles de energía alcanzó un 45 % durante el periodo 1990-2010 (un 146 % en los países no signatarios del protocolo de Kioto, mientras que en los países parte del anexo I del protocolo el crecimiento ha sido negativo en un - 3 %).

Gráfico I – 52: evolución de las emisiones de CO₂ por combustible fósil (Mt de CO₂)



Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2013d)

Tanto en 2008 como en 2009, el 43 % de las emisiones provinieron de la combustión de carbón, el 37 % de petróleo y el 20 % de gas. Las emisiones correspondientes al uso de petróleo cayeron en 2008 en 2,2 puntos a lo largo de ese año. El decremento del porcentaje de petróleo en el suministro total de energía primaria, como resultado del crecimiento del consumo de carbón y de gas, hicieron declinar las emisiones de CO₂ provenientes del consumo total de petróleo, liberándose 10,6 Gt de CO₂ en 2009 (IEA, 2013d).

El petróleo con un porcentaje del 32 % del suministro mundial de energía, representó en 2011 el 35 % de las emisiones globales de CO₂, mientras que el gas natural con una cuota del 21 % representó el 21 % de las emisiones globales. Asimismo, aunque el carbón representó solamente el 29 % del

suministro de energía primaria a nivel global, las emisiones derivadas de su combustión representaron el 44 % del total de las emisiones, debido fundamentalmente al alto contenido de carbono por unidad de energía liberada (de acuerdo con el IPCC las emisiones por unidad de energía liberada son de 25,8 a 29,1 tC/TJ para los productos energéticos derivados del carbón, entre 18,8 y 27,5 para los derivados del petróleo y 15,3 tC/TJ para el gas natural).²⁶

Aunque el incremento de las emisiones a nivel global venga dado por el cambio en el mix energético que ha dado paso al incremento del uso del carbón y de las emisiones de CO₂ durante los últimos 10 años, los sectores de consumo energético vinculado al petróleo siguen siendo una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero.²⁷ Las emisiones de CO₂ derivadas del uso del petróleo alcanzaron las 11,1 Giga-toneladas en 2011, representando un incremento del 0,6 %. Finalmente las emisiones de gas natural alcanzaron las 6,3 Giga-toneladas en 2011, representando un incremento del 1,7 % con respecto al 2010. Más recientemente el WEO (2013) ha previsto un crecimiento de las emisiones para 2035, de alrededor de 9,1 giga-toneladas, debido principalmente al uso de productos energéticos derivados del carburante fósil en el sector del transporte. Este dato es importante debido a que muchos países con ventajas geoenergéticas se encuentran promocionando el uso del gas natural en el sector del transporte, como combustible alternativo a la gasolina o el diésel (IEA, 2013e).

Las emisiones globales de CO₂ liberadas a la atmósfera alcanzaron las 31,3 Giga-toneladas, representando una tasa de crecimiento en las emisiones de CO₂ del 2,7 % en línea con la tasa de crecimiento observada desde 2000 y menor a la observada en 2010, fecha en que se inicia la recuperación económica tras la crisis financiera. Mientras que en las economías desarrolladas, con la notable excepción de EEUU, las emisiones decrecieron en un 0,8 % en los países emergentes se incrementaron en un 5,8 %. En términos absolutos el incremento global de emisiones de CO₂ fue de 0,8 Giga-toneladas en 2011, y de acuerdo con la AIE están principalmente vinculados al incremento de las emisiones de CO₂ derivadas de la combustión de carbón en las economías emergentes, alrededor de 0,7 Giga-toneladas.²⁸

De acuerdo con el escenario de nuevas políticas utilizado en el *WEO* 2013, para 2035, las emisiones de CO₂ derivadas del uso de combustibles fósiles continuarán incrementándose considerablemente hasta alcanzar las 37,2 Giga-toneladas. Aunque este pronóstico representa una mejora en relación con el escenario actual de políticas de mitigación, el incremento resultante de 3.6°C de la temperatura global es todavía superior al objetivo de control acordado por las partes de la CMNUCC, establecido en 2°C.

Durante el periodo de mayor impacto de contracción económica derivada de la crisis financiera internacional, las emisiones agregadas de los países en vías de desarrollo superaron a las de los países desarrollados. Mientras que los primeros crecieron casi un 6 %, los últimos decrecieron en

²⁶ Ver: IPCC (1996): Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reporting Instructions

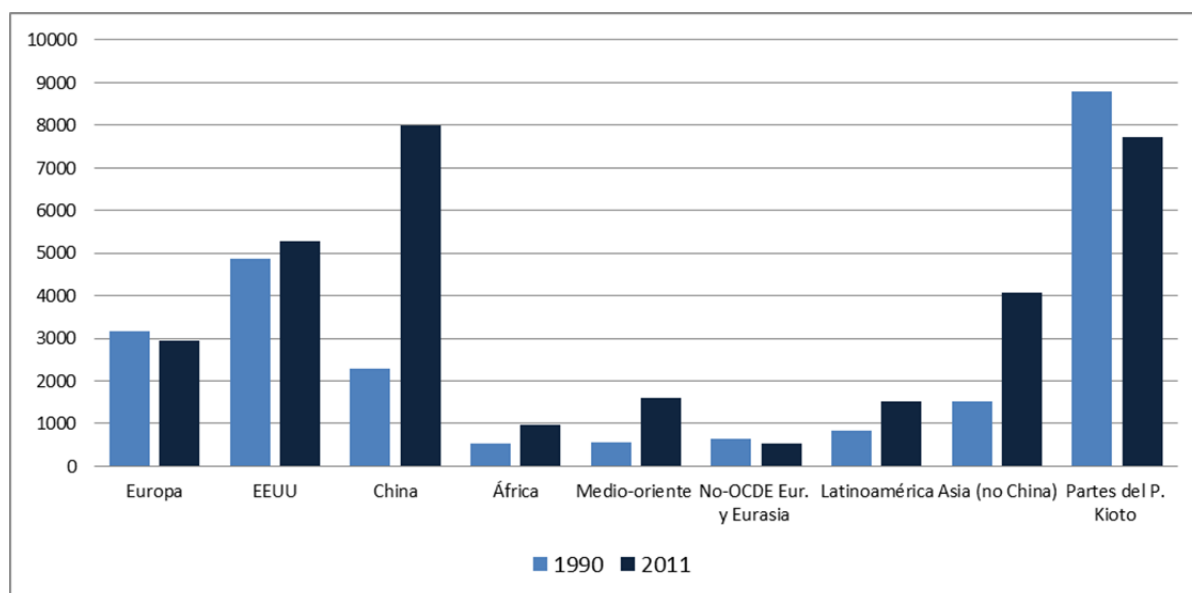
²⁷ Mucho del incremento de las emisiones de CO₂ se explica por el uso intensivo de carbón en economías emergentes como China e India, que, a diferencia de otras fuentes primarias de energía, presentan mayores reservas de carbón, siendo uno de los principales combustibles usados en el sector industrial considerablemente desarrollado en los últimos años en estos países. Para mayor información ver IEA (2013d)

²⁸ Ver: IEA (2013d)

dos puntos porcentuales. Asimismo, en 2009, mientras que las emisiones de CO₂ continuaron creciendo en las economías en desarrollo, principalmente en el Asia y Medio Oriente (+3,3 %), las emisiones en los países desarrollados cayeron un 6,5 %, reduciendo sus emisiones 6,4 puntos por debajo de los niveles de 1990.²⁹ Posteriormente, los países que no forman parte del Anexo I del protocolo de Kioto representaron alrededor del 54 % de las emisiones en 2011. Entre los países emergentes la variación del nivel de emisiones del CO₂ es aún mayor. Mientras que países como China e India se han convertido en los principales emisores del CO₂, muchos países de Latinoamérica, África y Asia representan menos del 10 %.

En el gráfico I-53 podemos observar que las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera se han incrementado notablemente desde los años 1990s. Asimismo podemos observar que este crecimiento se ha producido en mayor medida en economías emergentes como China, mientras que los países industrializados las emisiones de CO₂ han permanecido relativamente estables o han decaído, especialmente en los países signatarios del protocolo de Kioto que presentan objetivos de reducción.

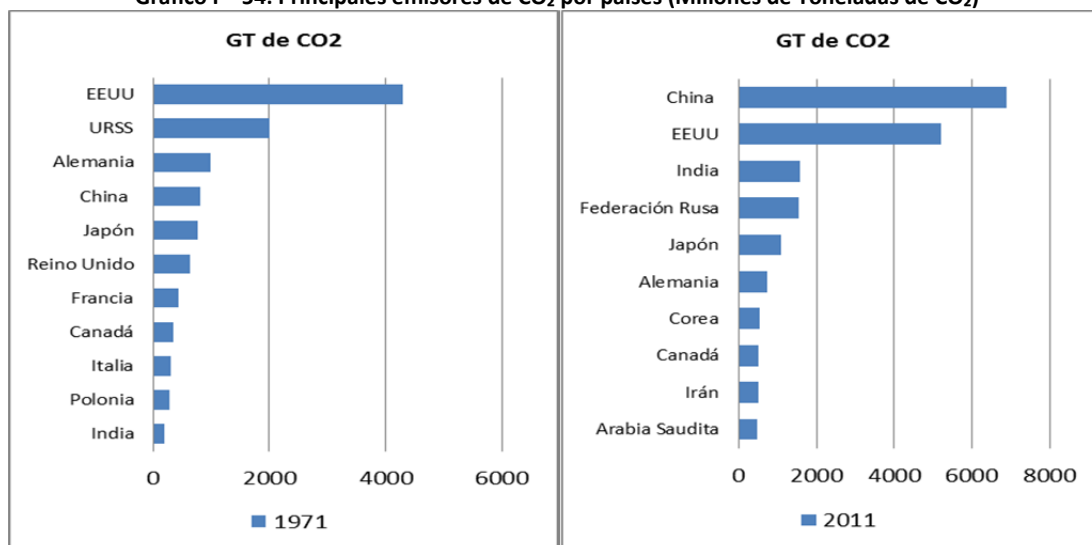
Gráfico I – 53: Variación de las emisiones de CO₂ por uso de combustibles entre 1990 y 2011



Fuente: IEA (2013e)

De acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de la Energía, de 1971 a 2009 la distribución de las emisiones ha cambiado notablemente. Las emisiones de las economías emergentes han superado los niveles de emisiones en varios países de Europa y América. A nivel regional las emisiones de CO₂ se han incrementado significativamente en Asia y Medio Oriente. Asimismo, dos tercios de las emisiones globales en 2009 se han originado en solo diez países, produciendo 19,0 Gt de CO₂ de un total de 29,0 Gt CO₂, dentro de los cuales China y los EEUU son los que presentan la mayor cantidad de emisiones en la actualidad. En el gráfico I- 53 podemos observar como el incremento de las emisiones de economías emergentes como China e India de 1971 a 2011 han desplazado de los primeros lugares del ranking de emisión de CO₂ a la mayoría de países industrializados, con excepción de EEUU.

²⁹ Ver: (IEA, 2011a)

Gráfico I – 54: Principales emisores de CO₂ por países (Millones de Toneladas de CO₂)

Fuente: Elaboración propia a partir de AIE (2011a y 2013d)

Estos cambios han sido también diferentes entre regiones, fuentes primarias de energía y sectores de consumo. El incremento de las emisiones de CO₂ en los países en desarrollo se debe principalmente al incremento del uso de carbón, junto a un incremento en el consumo de petróleo y gas natural. Por el contrario, la reducción de las emisiones en los países desarrollados se distribuyó de forma notable en el consumo de estas fuentes fósiles de energía, con un 53 % de reducción de emisiones originadas por uso de carbón, 30 % por uso de petróleo y 18 % de gas natural. Las tendencias a corto plazo sugieren un incremento continuo de las emisiones en los países en vías de desarrollo impulsado por crecimiento económico, así como por el aumento de la demanda de combustibles fósiles en las economías más grandes. Asimismo, la OCDE estima que en los próximos años la tendencia de las emisiones en los países desarrollados se mantendría a los niveles de 2008, principalmente debido a la continuidad de la crisis económica que afecta la región. Sin embargo, en el mediano plazo esta tendencia puede cambiar en las economías desarrolladas a causa de la recuperación del crecimiento económico. Cabe mencionar que estas proyecciones se corresponden con el peor escenario esperado por el Panel Internacional sobre el Cambio Climático, que prevé un incremento medio de la temperatura de entre 2,4 y 6,4 grados centígrados para el año 2100.³⁰

Los indicadores del nivel de emisiones de CO₂ dan cuenta de las restricciones energéticas a las que se enfrentan los países en el momento de elegir las fuentes de energía sobre las que se asentarán sus principales actividades económicas, a las veces que reflejan cuales son los sectores económicos predominantes de la economía.

Las emisiones per cápita presentan una gran variación a nivel global reflejando las amplias divergencias en que los países y regiones presentan en reacción con el uso de la energía. Por ejemplo las emisiones per cápita entre los principales países emisores como India con 1 Gt per cápita de CO₂, China con 6 Gt de CO₂, son bastante menores cuando las comparamos con las emisiones per

³⁰ Ver: (IEA, 2013e)

cápita de EEUU que alcanzan las 17 Gt de CO₂, lo que indica que las emisiones per cápita son mayores en los países industrializados que en los países en vías de desarrollo, (con la notable excepción del incremento observado en la región del Medio Oriente por ser la región que concentra una de las mayores reservas probadas de fuentes fósiles de energía).

Las emisiones de CO₂ en términos del PIB también muestran una considerable variación entre las regiones y países. Aunque factores como el clima, la estructura económica u otras variables pueden afectar los usos energéticos, los altos valores de las emisiones de CO₂ por el PIB indican un potencial de desacoplamiento del nivel generado de emisiones en relación con el crecimiento económico. Así, las mejoras en el desarrollo de tecnologías de conversión podrían acelerar la transición hacia fuentes de energía con menor contenido de carbono o mayores niveles de eficiencia energética a todos los niveles de la cadena de valor del producto energético utilizado. Todos los mayores emisores de CO₂ han presentado una reducción de la relación entre las emisiones y el crecimiento de sus economías desde 1990 hasta 2011, en línea con la reducción promedio observada a nivel global de alrededor del 23 %. Por el contrario las emisiones per cápita se incrementaron en un 14 % entre 1990 y 2011, mostrando una tendencia contraria a la observada para relación emisiones y crecimiento económico, especialmente en las economías emergentes como China e India que incrementaron sus emisiones per cápita en tres y dos veces respectivamente en relación con los niveles de los 1990s, así como otras economías que han mostrado una rápida expansión. Por el contrario en países como EEUU o la Federación Rusa, las emisiones per cápita decrecieron en un 13 % y 21 % respectivamente. En el caso de EEUU mucho de esta caída se explica por el impacto de la crisis financiera iniciada en 2008 (IEA, 2013d).

A nivel global las emisiones per cápita se incrementaron en un 50 % durante el periodo 1990-2011. Globalmente el crecimiento económico presentó un desacoplamiento parcial del uso de energías fósiles, mientras que la intensidad energética decaía en un 23 % durante este periodo. Sin embargo, a pesar del desacoplamiento observado entre el crecimiento económico y el declive de la intensidad energética; el nivel de incremento del crecimiento económico (48 %) y de la población (32 %), así como la fuerte tendencia en el uso energético del carbón, han llevado a un incremento significativo de las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera. El sector del transporte y el consumo de petróleo son un factor muy importante para entender las dificultades que enfrentan los países para establecer objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ (IEA, 2013d)

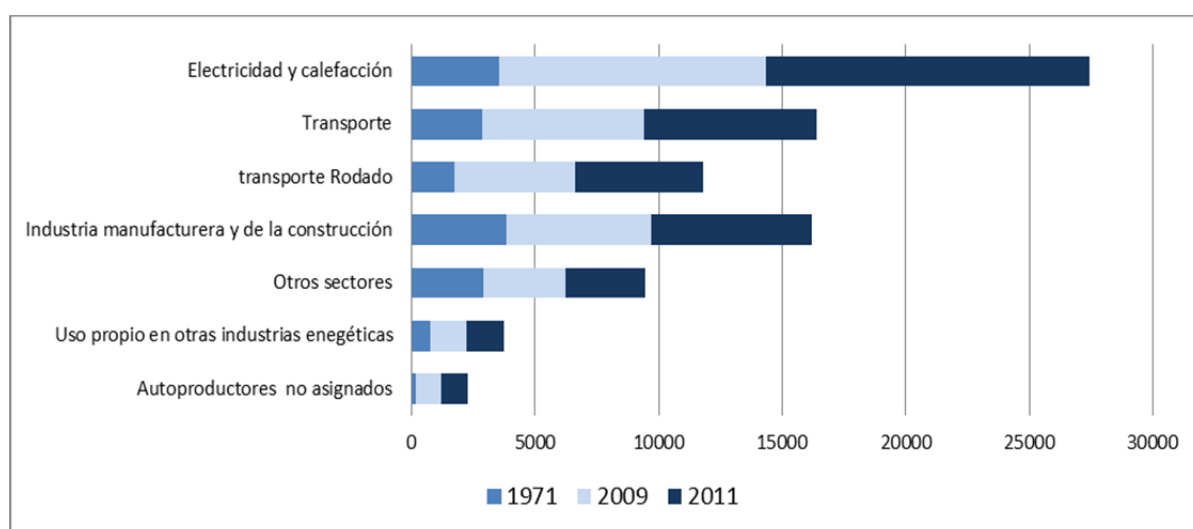
I.1.6.2. Emisiones de CO₂ en el transporte

El mercado del transporte es uno de los principales sectores emisores de CO₂, principalmente por el consumo de derivados del petróleo. Como hemos observado, éste sector muestra una elasticidad muy baja respecto del petróleo, por lo que el consumo de esta fuente primaria de energía predomina a nivel global. La liberación de CO₂ (junto con otras partículas contaminantes) a través de la combustión de los productos, implica una serie de costes externos derivados de la contaminación del medio ambiente que generalmente no son asumidos por los actores del mercado, y aunque se vienen desarrollando diferentes políticas para internalizar estos costes en todo el mundo, la preocupación por el incremento de las emisiones en los últimos años, así como su relación con el

cambio climático, ha llevado, entre otras opciones de política medioambiental, como instrumentos de precios o de cantidad, a la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles para este mercado.

De acuerdo con la AIE (2013d), el 22 % de las emisiones globales de CO₂ son atribuibles al transporte, representando el transporte rodado más del 85 % del total. Dadas las tendencias actuales, las emisiones de CO₂ podrán llegar a ser el 50 % de las emisiones totales en 2030 y más del 80 % en 2050. Para el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático éste es un escenario insostenible, siendo necesario, que las emisiones sean reducidas al menos al 50 % del nivel actual para el 2050. En este sentido, la reducción total de emisiones de CO₂ dependerá en gran medida de las reducciones que se consigan en el sector del transporte, sin las cuales sería muy difícil estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, a un nivel objetivo de 450 ppm de CO₂ equivalente que pueda minimizar los impactos del calentamiento global.

Gráfico I – 55: Emisiones de CO₂ por sectores (Mt de CO₂)



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE (2011) y IEA (2013e)

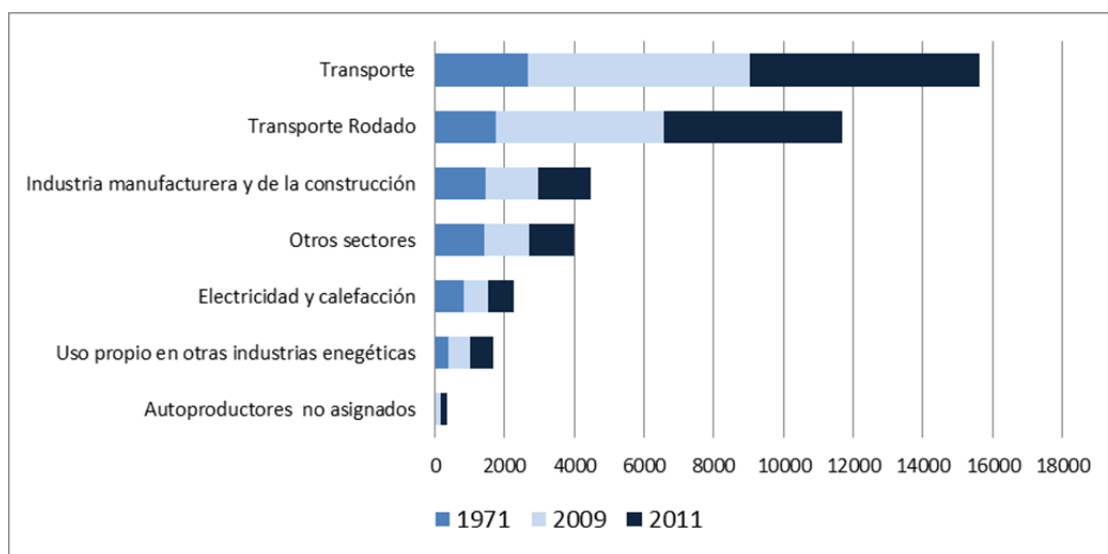
De acuerdo con la IEA (2013d) la combinación del sector eléctrico y del transporte representó cerca de dos terceras partes del total de emisiones de CO₂ en el 2012. Además, la AIE señala que el sector del transporte rodado representa la gran mayoría de las emisiones en el transporte, las cuales están principalmente alimentadas por combustibles fósiles. En relación a las emisiones de otros sectores la agencia resalta que las emisiones en el sector de la generación eléctrica y de calor se han incrementado considerablemente del en 2012, siendo los principalmente al incremento del uso del carbón (turba) y en menor medida del gas natural.

Cuando se analizan las emisiones de CO₂ por sectores, el sector de producción de electricidad y calor representan el 42 % de las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera, tanto en el año 2008 como en el año 2012. En la actualidad, este sector depende fuertemente del carbón, que es el combustible fósil con mayor intensidad en carbono y por lo tanto el más contaminante. Países como China, Australia, India, Polonia y Sudáfrica producen entre el 68 % y el 98 % de su electricidad y calor por medio de la combustión de carbón. Mientras que el sector del transporte con alrededor del 22 % de las emisiones totales, es el segundo sector de la economía que más emisiones de CO₂ libera, debido fundamentalmente a su intensa dependencia energética en el petróleo. La proporción combinada de los sectores de la producción eléctrica, calor y el sector del transporte han representado casi dos

tercios de las emisiones globales en 2012.³¹ En el gráfico I-55 observamos además que las emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera por las actividades de generación eléctrica y de calor, prácticamente se han triplicado en 2011 respecto a las observadas en 1971. En comparación, las emisiones en el transporte también se han triplicado en 2012 respecto a las emisiones observadas en el sector en 1971, manteniéndose a niveles próximos a los observados en 2009.

A diferencia de la distribución de las emisiones totales de CO₂ por sectores, donde predomina el sector de la producción de electricidad y calor, en la distribución por consumo de petróleo en diferentes sectores de la economía mundial, el sector que presenta una mayor cantidad liberada de CO₂ a la atmósfera es el sector del transporte. El sector del transporte, sin sustitutos competitivos al petróleo, es el sector de la economía que más depende este combustible fósil. A su vez, el incremento de las emisiones de CO₂ se encuentra dominado por el subsector del transporte rodado, que también ha triplicado sus emisiones en este periodo. Otros sectores importantes como la producción eléctrica y de calor, el sector de la manufactura y construcción, así como las demás actividades aglutinadas en el rubro otros sectores también han incrementado la producción de CO₂ por combustión de petróleo, pero en mucha menor medida, cuando se les compara con el transporte rodado.

Gráfico I – 56: Emisiones mundiales de CO₂ a causa de la combustión de petróleo (Mt de CO₂)



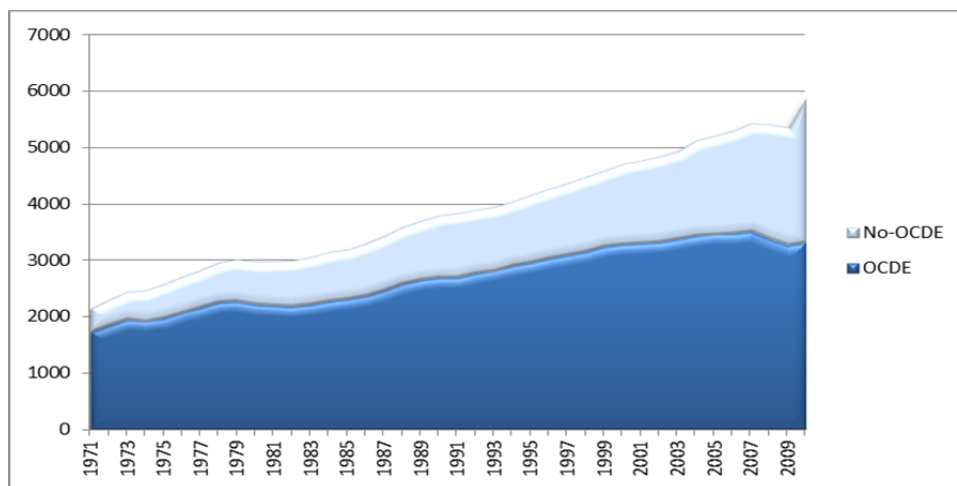
Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA, 2011a) y IEA (2013d)

Estos datos reflejan claramente que el sector del transporte rodado el desacoplamiento del petróleo ha sido insignificante para la mayoría de países, representando un problema medioambiental y de seguridad energética, tanto para los países desarrollados como para las economías en desarrollo que importan crudo o productos para cubrir su demanda energética interna de servicios de transporte. Este problema, está muy relacionado con la estructura económica y las características de este mercado, así como la poca elasticidad precio de la demanda de crudo y productos. En el gráfico I-56 podemos observar la distribución de las emisiones de CO₂ por el uso del petróleo en distintos sectores económicos.

³¹ Ver: IEA(2011) y IEA (2013)

La OCDE sigue siendo la región donde se concentra el mayor consumo de derivados del petróleo en el transporte y por tanto la región con mayor cantidad de emisiones de CO₂ liberadas por su combustión en este sector.

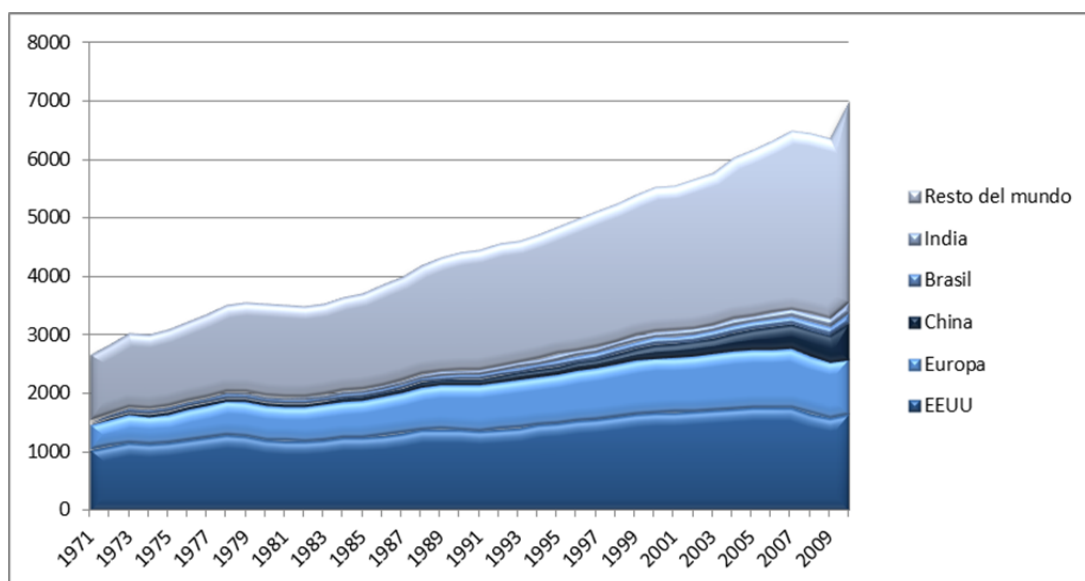
Gráfico I – 57: emisiones de CO₂ en el sector del transporte: Región OCDE Vs. Región No-OCDE



Fuente elaboración propia a partir de (IEA, 2011a)

Los estados Unidos representan el mayor nivel de viajes per cápita en el mundo con más de 25.000 Km por persona al año. Los bajos precios de los combustibles en los Estados Unidos han contribuido al uso de más grandes vehículos, mientras que en Europa los altos precios de los combustibles han incentivado el uso de vehículos ligeros. Como resultado hay más de un 50 % de variación en el promedio del consumo de combustibles entre los miembros de la OCDE, ya que la tasa de consumo per cápita de combustibles en el transporte rodado será mayor para una misma distancia, cuanto más grande sea el vehículo (IEA, 2013b). El peso de EEUU y la UE en relación con la distribución de las emisiones de CO₂ liberadas en el sector del transporte puede observarse en el gráfico I - 58.

Gráfico I – 58: Emisiones de CO₂ en el sector del transporte por países



Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2011a)

Finalmente, las previsiones de la AIE indican que la demanda global de transporte probablemente no decrecerá en el futuro próximo. En las proyecciones analizadas en el WEO 2013, la AIE considera que la demanda de transporte crecerá alrededor de 40 % para 2035. Con el objeto de limitar las emisiones en el sector del transporte, la AIE y la OCDE recomiendan fortalecer las medidas de políticas públicas que busquen incrementar la eficiencia de los vehículos de automoción como se viene haciendo en EEUU y la UE. También se recomiendan políticas de fomento del uso del transporte público, el uso de otros modos de transporte menos contaminantes, así como el uso de combustibles menos contaminantes y alternativos, entre los que se encuentran los biocarburantes líquidos, el hidrógeno, carros híbridos y otras tecnologías con menor intensidad en carbono.

Como hemos podido observar en esta parte de la tesis, el mercado internacional del petróleo y de sus derivados resulta ser un complejo sistema, cuyas características propias definen su funcionamiento en la actualidad, su relación con el medioambiente y como veremos más adelante, su relación con las energías renovables y los biocarburantes. Los precios del petróleo en el mercado internacional no solamente responden a las fuerzas de la oferta y la demanda (condicionada por las tecnologías de conversión), sino que se encuentran afectados por la estructura de los mercados y por la distribución de la propiedad de las fuentes de energía.

En relación con la propiedad de las fuentes de energía fósiles, como el petróleo, ha habido un cambio de paradigma en la forma como se asignan los derechos de propiedad sobre los recursos naturales durante el siglo XX. Este cambio, promovido por la nacionalización de las fuentes energéticas en países con las mayores reservas de hidrocarburos del mundo, ha influenciado notablemente el comportamiento en el mercado internacional, los precios y el coste de la dependencia para los países importadores. Esta situación alcanzó su punto más álgido durante las crisis del petróleo durante los años 1970s.

Desde entonces existe una significativa intervención política tanto desde el lado de la oferta como desde el lado de la demanda en el mercado del crudo y productos. Los países productores y excedentarios administran la oferta de crudo, buscando maximizar sus beneficios. Esta maximización se ha alcanzado en algunos periodos de la historia del petróleo recortando la producción y estableciendo relaciones de cooperación para mantener los precios a los niveles deseados. Los países consumidores y deficitarios de petróleo, establecen también políticas para administrar la demanda y minimizar los costes energéticos derivados de las importaciones de crudo.

Aunque la capacidad política de intervención en los precios se ha reducido, la volatilidad de precio en el mercado ha aumentado considerablemente. La inestabilidad de suministro en los mercados de contado ha impulsado el desarrollado del mercado de futuros, haciendo más compleja e impredecible la formación de los precios. Además, como la estructura y el funcionamiento del mercado del petróleo favorecen la integración y la concentración empresarial, la poca competencia que hay en el mercado es mínima. El mercado internacional de crudo y productos es un mercado de excedentes donde las compañías que explotan los recursos generalmente compensan los costes hundidos de inversión con los beneficios marginales de las economías de escala, y en su caso del monopolio o del oligopolio. En los mercados más libres, las actividades de explotación de los recursos petrolíferos se realizan mediante contratos de concesión con el Estado dueño de los recursos, que recibe ingresos por regalías e impuestos. La seguridad jurídica vinculada del

cumplimiento de los contratos de concesión, también ha sido un punto débil, para la seguridad de suministro y la estabilidad de precios.

Teniendo en cuenta las características del mercado, la búsqueda de la maximización de las rentas del petróleo o de la minimización de los costes de las importaciones, han hecho que varios países productores opten por promover empresas públicas en el sector, que actúan de forma monopolista, en competencia con compañías privadas, con el fin de asegurar el suministro energético interno a los menores costes posibles.

El desarrollo de la industria automotriz se ha sostenido durante mucho tiempo en el uso de los derivados del petróleo, haciendo con el tiempo que el hidrocarburo se convierta en la principal fuente de energía en el transporte a nivel global. Por un lado, la expansión de la tecnología de los artefactos de conversión (de energía en servicios energéticos), ha estado durante mucho tiempo influenciada solamente por el coste y la estabilidad de suministro del petróleo. Por otro lado, la relativa abundancia y economías del petróleo, ha inhibido el desarrollo de fuentes alternativas de energía para el transporte. Esta ausencia de productos energéticos sustitutos al petróleo y el condicionamiento de las preferencias, derivada de los artefactos de conversión disponibles en el mercado, han afectado la elasticidad precio de la demanda en el mercado del transporte rodado a nivel global.³²

Aprovechando la baja elasticidad precio de la demanda de petróleo en el transporte, en la mayoría de los países deficitarios de crudo y con mercados menos intervenidos, se ha establecido una alta presión fiscal sobre los derivados del petróleo usados en el transporte. En otros países deficitarios de petróleo, han optado por mantener una baja fiscalidad relativa en el sector de los hidrocarburos, usados en el transporte. En los países con mayores recursos petrolíferos la fiscalidad generalmente es baja o se llega hasta subvencionar su consumo estableciendo precios de los derivados del petróleo por debajo del precio de mercado. Asimismo, la baja elasticidad precio de la demanda en el mercado de productos energéticos para el transporte así como el trato fiscal diferenciado en favor de ciertos productos energéticos, han influenciado las preferencias de los consumidores por los artefactos de consumo y consecuentemente por los productos energéticos que necesitan para funcionar. Haciendo que el consumo de uno u otro derivado del petróleo, sea el carburante predominante en el mercado. Este es el caso paradigmático de la UE en favor del diésel, y de EEUU en favor de la gasolina.

En la actualidad las reservas de petróleo se encuentran cada vez más concentradas en unos pocos países productores. La concentración de los recursos petrolíferos, la estructura de la oferta, la inelasticidad precio de la demanda en el transporte, así como el aumento de la demanda en el mercado global, ha aumentado el coste de la dependencia energética para muchos países.

Como en el caso de los instrumentos fiscales, muchas otras medidas se han venido desarrollando en los países con el fin de reducir el coste de las importaciones de crudo, en sus economías nacionales.

³² Asimismo la tecnología de los automóviles y las políticas que regulan el sector, influyen significativamente en las preferencias de los consumidores finales, dado que la demanda de productos energéticos se trata de una demanda derivada. Asimismo es la vía por donde se expanden a nivel global las políticas enfocadas en incrementar la eficiencia energética, reducir el consumo de carburantes o para reducir emisiones de partículas contaminantes para proteger el medioambiente, así como otras medidas con distintos objetivos políticos.

Una de las principales políticas de administración de la demanda de productos energéticos en el transporte y en otros sectores, son las políticas de diversificación de fuentes de energía primaria, así como las políticas de sustitución de fuentes fósiles (principalmente importadas) por fuentes alternativas y renovables de energía, de producción generalmente autóctona. Entre las fuentes alternativas potencialmente desarrollables para la diversificación de la matriz de consumo energético, el uso de energías renovables han representado una alternativa bastante atractiva, tanto por su capacidad reducir las importaciones energéticas con recursos propios, como por su carácter sostenible en relación con el deterioro medioambiental inherente al uso energético de fuentes fósiles de energía.

Con estas políticas, muchos países deficitarios de petróleo han podido desacoplar de la producción industrial o de la generación eléctrica y de calor, el uso del petróleo con bastante éxito (tanto con fuentes autóctonas renovables como no renovables). Este no ha sido el caso del transporte rodado. La poca elasticidad precio de la demanda de los carburantes de automoción, a causa de la reducida oferta de sustitutos a los carburantes fósiles, así como la propia estructura del mercado, han sido un enorme obstáculo para el desarrollo de las políticas de diversificación energética en el sector, sin olvidar que es el sector con mayor consumo de petróleo en la actualidad y en consecuencia, el que más emisiones de CO₂ libera a causa de su consumo, contribuyendo significativamente al problema global del cambio climático.

En este contexto energético, aparecen los biocarburantes como una de las más importantes alternativas para la diversificación de fuentes de energías primaria en el transporte rodado. Como veremos más adelante, para su desarrollo han sido necesarias una serie de políticas públicas que han afectado el propio mercado de carburantes para el transporte. Estas políticas han vinculado los mercados de energía a los mercados alimentarios en una relación compleja evidenciada en la evolución de los mercados del petróleo y de materias primas agro-energéticas; así como en el desarrollo de las políticas que han afectado este sector desde diversos frentes, destacándose entre estas, la política energética, la política agrícola y la política medioambiental.

Por un lado, en los países donde se han desarrollado las mayores políticas de fomento de los biocarburantes como productos energéticos sustitutos de la gasolina y el diésel en el transporte, justifican su promoción por el Estado por que en su realización convergen importantes objetivos de distinta índole, como la seguridad energética, la protección del medioambiente, el desarrollo rural y el empleo, la competitividad industrial etc. Por otro, los detractores del uso de biocarburantes consideran que es una quimera, que solo puede tener consecuencias negativas para la seguridad alimentaria y para el medioambiente. En el punto siguiente daremos un panorama general del mercado de biocarburantes, y nos enfocaremos en los principales factores o combinación de factores que influyen en su utilización como fuente renovable de energía para el transporte.

I.2. El mercado de biocarburantes

Luego de haber dado un panorama del mercado del petróleo a nivel internacional y de haber analizado el carácter político económico de la administración de la producción y del consumo de crudo y sus productos derivados; así como las principales características específicas de la estructura del mercado de carburantes para el transporte rodado, como su marcada inelasticidad en el corto plazo y el rol de los artefactos de conversión energética sobre las preferencias de los consumidores finales; presentaremos en este punto las más importantes características de los biocarburantes como alternativas de diversificación energética y sustitución de los derivados del petróleo en el sector del transporte rodado, las principales materias primas usadas en la actualidad para su obtención, así como un panorama de su situación actual en el contexto del mercado internacional de las energías renovables.

I.2.1. Los Biocarburantes como energías renovables para el transporte

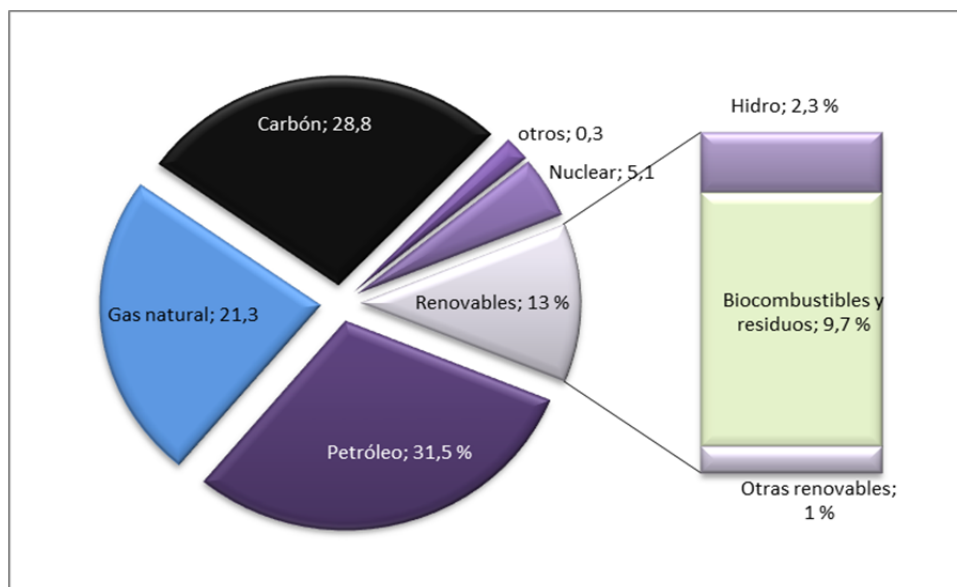
El concepto de energías renovables es polisémico y a veces no se refiere a las mismas fuentes de energía. Dependiendo de los criterios utilizados para su clasificación; como su naturaleza, su uso comercial u otros criterios más restrictivos, la categoría de energía renovable puede diferir en la inclusión o exclusión de diferentes fuentes energéticas. Una definición bastante amplia es la que utiliza el Grupo de Trabajo en Energías Renovables de la Agencia Internacional de la Energía. De acuerdo con la AIE las energías renovables son aquellas que se derivan de procesos naturales que se regeneran constantemente a escala humana. En sus diferentes formas estos procesos se originan directa o indirectamente desde el sol o desde el calor generado en las profundidades de la tierra. En esta definición se incluye la energía generada solar, eólica, la energía geotérmica, hidráulica y la originada en los océanos, así como el hidrógeno derivado de fuentes renovables y biocombustibles (Cleveland , 2004).

Los biocombustibles se originan en la biomasa, que es una de las principales fuentes de energías que ha utilizado el ser humano desde que el "*Homo Erectus*" lograra dominarla y utilizarla para la producción de fuego hace aproximadamente 400.000 años.³³ La biomasa es la masa orgánica que está constituida por todo el material biológico de los organismos vivos o de muerte reciente. Los biocombustibles (que son: combustibles de la biomasa) se utilizan en estado sólido, líquido o gaseoso para la producción de calor, electricidad o como biocarburantes en el transporte. Los biocombustibles que se usan como carburantes en el transporte pueden ser gaseosos o líquidos. Estos últimos son denominados biocarburantes líquidos, siendo el etanol y el biodiesel los principales biocarburantes líquidos utilizados como fuente renovable de energía en el transporte rodado, siendo uno de los principales instrumentos de sustitución de los carburantes de origen fósil derivados del petróleo como la gasolina y el diésel, en muchos países. En 2009 el suministro total de energía primaria (STEP) fue de 12.169 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), de las cuales 1.589 correspondieron a fuentes renovables de energía, representando estas alrededor del 13 % del total. Posteriormente en 2011 el suministro total de energía primaria alcanzó las 13107 Mtep,

³³ Ver: (Goudsblom, 1992)

de las cuales 1702 Mtep corresponden a fuentes renovables de energía. En el gráfico I-59 podemos observar la cuota de renovables en el suministro total de energía primaria a nivel global (IEA, 2011b).

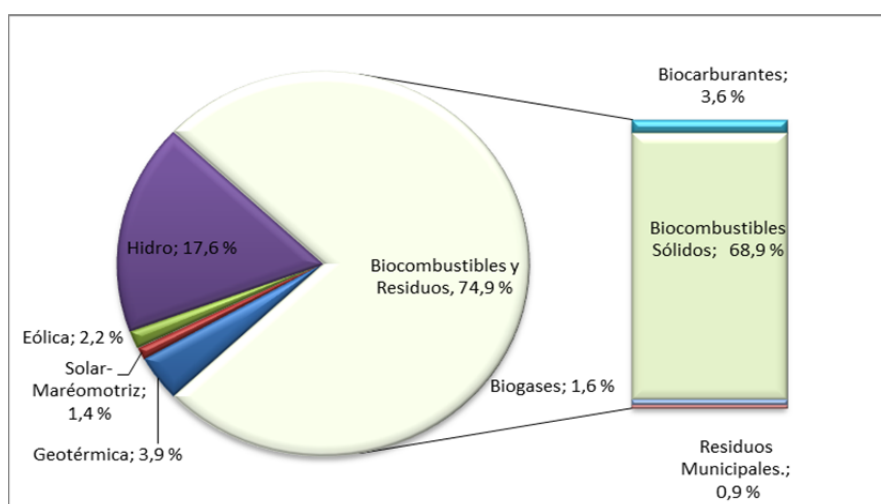
Gráfico I – 59: Energías renovables en la matriz energética global en 2011



Fuentes: Elaboración propia a partir de (IEA, 2013f)

Dentro de las energías renovables, los biocombustibles sólidos (principalmente leña) son la fuente renovable de energía más usada en el mundo con un 9,7 % del STEP y una presencia del 68,9 % en el suministro total de energías renovables del año 2011, como se puede apreciar en el gráfico I-59. Este alto nivel de consumo se relaciona principalmente a su uso no comercial residencial para la producción de calor y cocción de alimentos en países no pertenecientes a la OCDE.

Gráfico I – 60: Distribución de los biocarburantes en la matriz de energías renovables en 2011

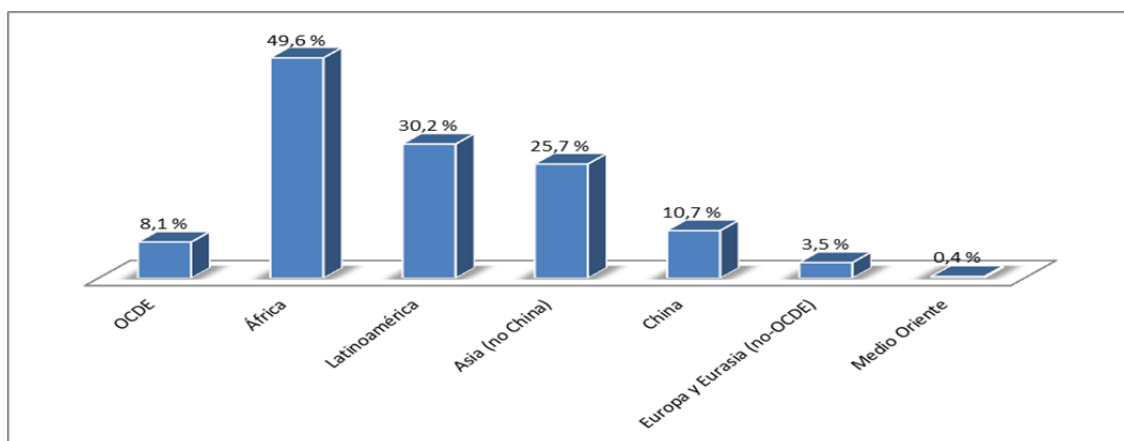


Fuente: Elaboración propia a partir de IEA (2013f)

Los países fuera de la OCDE son los principales consumidores de energías renovables en el mundo, con el 74,6 %. Por otro lado, mientras que los países agrupados en la OCDE representan solamente el 25,4 del suministro energético de energías renovables a nivel mundial, constituyen el 40,5 % del suministro total de energía primaria en el mundo. En consecuencia las energías renovables en la

OCDE solamente representan el 8,1 % de su suministro total de energía primaria, mientras que en África las renovables lideradas por los biocombustibles sólidos constituyen el 49,6 %, en Latinoamérica el 30,2 % y el 25,7 % en Asia y el 10,7 en China. Como se puede observar los biocarburantes, apenas representan una mínima fracción cuando se compara con otras renovables y especialmente con otros biocombustibles de uso tradicional. (IEA, 2013f)

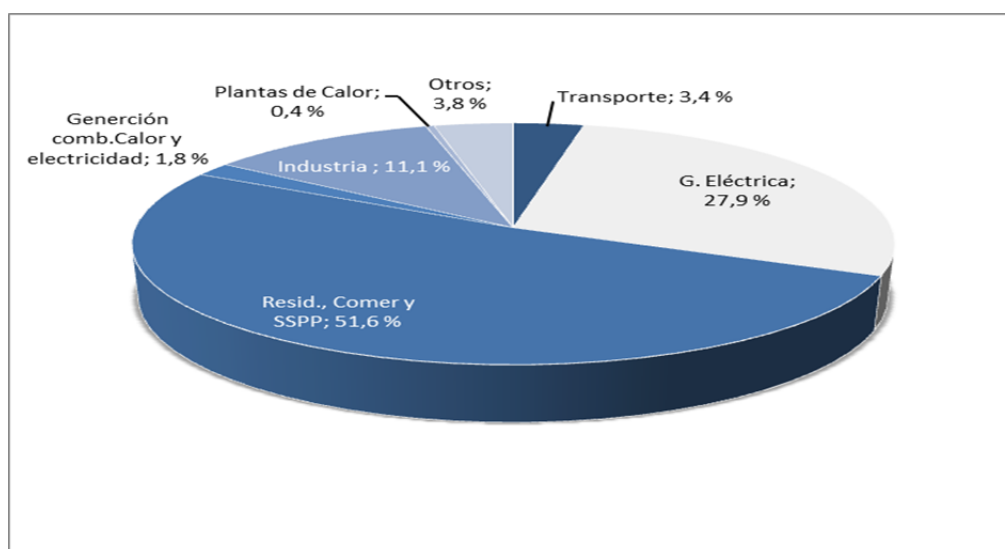
Gráfico I – 61: Porcentaje de la contribución de las energías renovables al suministro total de energías primaria por regiones en 2011



Fuente: IEA (2013 f)

Los países de la OECD adquieren un rol más significativo cuando se trata del uso de energías tecnológicamente más avanzadas como la energía solar, eólica, mareomotriz, biogases, residuos municipales renovables y biocarburantes, donde presentan un 69,8 % del suministro total de estas formas de energía renovable. Aunque más del 80 % de los biocombustibles sólidos y de uso tradicional se ha producido en países situados principalmente fuera de las fronteras de las OCDE, los biocarburantes son mayormente producidos y consumidos en los principales países de la OCDE con excepción de Brasil. Los biocarburantes líquidos han representado alrededor del 0,5 % del suministro total de energía primaria a nivel global y el 3,6 % del suministro total de energías renovables en el mundo en 2011 (IEA, 2013f).

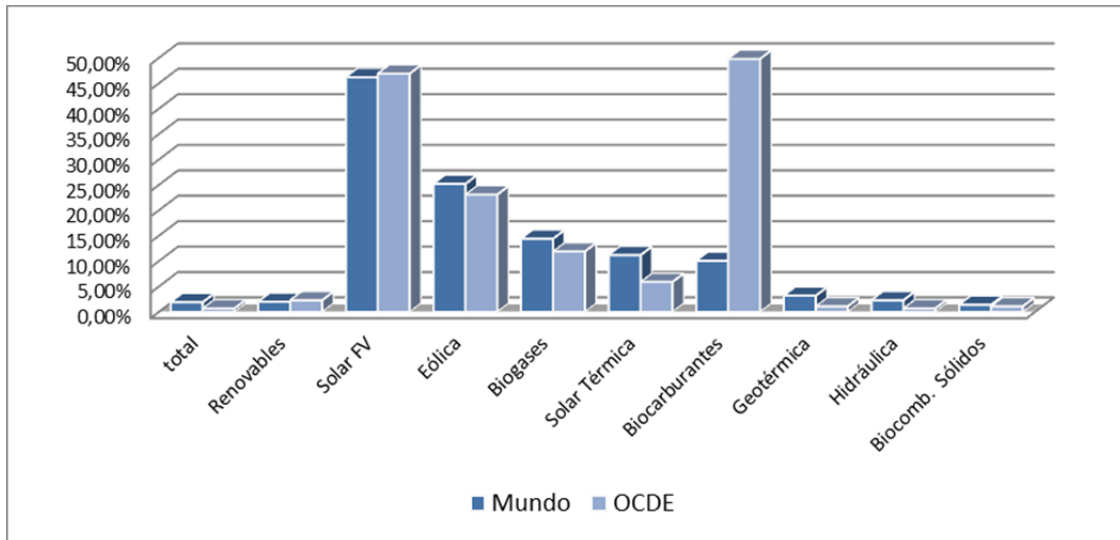
Gráfico I – 62: Suministro de energías renovables por sectores



Fuente: Elaboración propia partir de IEA (2013f)

A nivel global, el consumo de energías renovables en el transporte es mínimo cuando se le compara con el consumo en otros sectores como el residencial, o el de la generación eléctrica, representando solamente el 3,4 %. Mientras que cerca de la mitad del suministro de energías renovables consumidas en la OCDE se destina a la generación de electricidad y calor, a nivel global la mayoría de energías renovables son consumidas en el sector residencial, comercial y de servicios públicos. Esto es también consecuencia del amplio uso de biocombustibles sólidos en el sector residencial de los países en vías de desarrollo (IEA, 2013f).

Gráfico I – 63: Tasa anual de crecimiento de las energías renovables desde 1990 a 2011



Fuente: AIE (2013f) IEA Statistics, Renewables Information.

En las últimas dos décadas la tasa de crecimiento promedio anual de las energías renovables ha sido de un 2 % desde 1990, y de un 2,3 % en la OCDE. Cabe resaltar que aunque el crecimiento ha sido especialmente alto para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, que se afincan principalmente en los países de la OECD, otras energías no tradicionales como los biocombustibles líquidos (principalmente etanol y biodiesel) han presentado una tasa anual de crecimiento del 10 % a nivel mundial, impulsados principalmente por las políticas de reducción del consumo de petróleo importado en el sector del transporte rodado no solo en el entorno de la OCDE sino también fuera de sus fronteras.³⁴

El crecimiento del suministro de biocombustibles líquidos a nivel mundial es notable frente a otras fuentes renovables de energía. Este crecimiento es mucho más significativo cuando se compara el crecimiento de su producción frente a otras renovables dentro de la región de la OCDE. El crecimiento de los biocombustibles líquidos en esta región representa el mayor crecimiento de todas energías renovables modernas, con una tasa promedio de 49,8 % entre 1990 y 2011, como se puede observar en el gráfico I- 62.

Este gran crecimiento en la OCDE demuestra la preocupación política de los países industrializados por la dependencia energética en el sector del transporte rodado y responde tanto al desarrollo tecnológico como al apoyo que los gobiernos vienen manifestando para desacoplar la demanda de

³⁴ Para mayor información ver: (Greene, 2004)

energía en el sector del transporte del petróleo y sus derivados. Las vías asumidas por los países deficitarios de petróleo de la OCDE se han presentado a través de diversos tipos de políticas que van desde la administración coordinada de la demanda de este combustible a nivel interregional para enfrentar los shocks de precios en el corto plazo, hasta medidas de largo plazo como el fomento de la eficiencia energética en el consumo de los vehículos o la producción de combustibles alternativos que en el caso del transporte rodado se traducen en la apuesta por renovables como el etanol y el biodiesel (Lewis , 2004).

I.2.2. Tendencias en el mercado de biocarburantes a nivel global

Como hemos mencionado líneas arriba, el sector del transporte rodado, comparado con otros sectores, es el que menos energías renovables consume, estando dominado por el uso de combustibles fósiles. Aunque muchos países vienen promoviendo el uso del gas natural debido principalmente a sus ventajas comparativas en relación con la disponibilidad de recursos propios, la transición hacia el uso de energías alterativas y especialmente de energías renovables en el sector transporte presenta en general tres caminos: la conversión de la radiación solar u otras energías renovables en hidrógeno, la transferencia de energía renovable en electricidad para ser usada directamente como “combustible” o la conversión de biomasa en biocombustibles líquidos o fluidos gaseosos. Dado que el camino del hidrógeno todavía presenta muy altos costes, así como problemas técnicos de costosa solución comercial, y que la opción prometedora de electricidad renovable para el transporte es todavía una alternativa incipiente a escala sectorial; los biocarburantes son considerados seriamente como una de las opciones más viables en el corto plazo para diversificar la fuentes energéticas en el mercado de los combustibles para el transporte. Las ventajas del uso de biocarburantes estarán determinadas en gran medida por el costo de las materias primas necesarias para su producción (Santini, 2004).

En relación con las ventajas medioambientales, el uso de biocarburantes en el transporte debería conducir a una reducción de las emisiones de CO₂ en el sector, de forma costo-eficiente y en este sentido, debería dar lugar a una reducción de emisiones frente a las liberadas por el uso de carburantes fósiles, que minimice los costes de abatimiento. Para minimizar estos costes medioambientales, la biomasa que también puede ser utilizada para la producción de calor y la generación de electricidad en el proceso de producción de biocarburantes y los diferentes procesos tecnológicos utilizados para transformar la energía proveniente de las plantas en combustible para el transporte deberán integrarse en procesos de producción sostenibles (World Watch Institute, 2007).

Los biocarburantes líquidos se empezaron a producir a finales del siglo XIX, cuando el etanol era obtenido de maíz y los primeros motores Diésel usaban aceite de maní y cáñamo. Hasta alrededor de los años 1940s los biocarburantes fueron vistos como un combustible viable en el sector del transporte rodado, sin embargo el progresivo dominio del petróleo detuvo finalmente su expansión en el mercado de combustibles, debido a que los costes de su cadena de valor eran mayores en relación a los derivados del petróleo usados en la automoción. No fue hasta los años 1970s, en un contexto de estanflación económica producida por los shocks petroleros que afectó fundamentalmente a los países cuyas economías dependían de las importaciones de este combustible fósil, en que se renovó el interés por los biocarburantes. El desarrollo industrial del sector de los biocarburantes en los países deficitarios de crudo, adquiere aún más sentido cuando analizamos los principales problemas que el consumo de combustibles fósiles ha venido generando

desde un punto de vista fundamentalmente económico y medioambiental, así como aquellos problemas de sobreproducción relacionados con la agroindustria.

Por un lado, las preocupaciones sobre la seguridad energética, entendida en su acepción más concreta como la reducción de los costes de las importaciones de petróleo, ha promovido el desarrollo de instrumentos políticos con el fin de alcanzar objetivos de reducción del consumo de combustibles fósiles principalmente importados. Por otro lado, el interés de los gobiernos en estabilizar y apoyar a algunos sectores de la agricultura, vinculados a la producción de materias primas agro-energéticas, no solamente se ha plasmado en una serie de instrumentos de política agrícola, sino también en la promoción el uso de ciertos productos agrícolas para abastecer parte de la demanda energética del transporte.

Asimismo, la externalidades medioambientales relacionados con la liberación de emisiones de gases contaminantes en la atmósfera fundamentalmente por el uso de combustibles fósiles, han venido promoviendo la búsqueda de sustitutos renovables en el transporte que proyecten un balance de emisiones de gases de efecto invernadero más positivo. En este caso, los combustibles derivados de la biomasa como los biocarburantes líquidos tienen la ventaja de haber fijado el carbono previamente a través del proceso natural de la fotosíntesis. La fotosíntesis, que es el proceso por el cual las sustancias inorgánicas son sintetizadas en materia orgánica empleando energía bioquímica desarrollada por las plantas a partir de la energía solar, permite que el dióxido de carbono de la atmósfera forme parte de la nueva estructura molecular de la planta, la que lo absorbe junto a otras fuentes de nitrógeno y de azufre para la creación de la vida vegetal. Esto significa que en su ciclo de vida "natural" las plantas reducen el dióxido de carbono de la atmósfera y que su combustión lo vuelve a liberar, con lo que su balance final en relación a las emisiones de GEI es neutral. Esta es la base fundamental y general de la ventaja que los biocarburantes líquidos como el etanol carburante y el biodiesel presentan frente a los combustibles fósiles desde el punto de vista medioambiental (Simmons , 2004).

Aun cuando el origen de los combustibles fósiles sea producto de la acumulación y de la descomposición de la biomasa de hace millones de años (principalmente materia orgánica muerta de plantas y animales) y que durante su ciclo vital también se haya fijado CO₂ de la atmósfera durante el proceso de fotosíntesis, los combustibles fósiles como el petróleo no pueden ser repuestos por procesos biológicos naturales, por lo que no son fuentes renovables de energía sino que son fuentes agotables que tienen un balance de emisiones de GEI positivo.³⁵ Sin embargo, aun cuando la sociedad reconoce los costes externos derivados del incremento de las emisiones de GEI producto de la combustión de petróleo, el balance total de emisiones entre las alternativas de sustitución de derivados del petróleo, variará también dependiendo de las materias primas y de las etapas por las cuales atraviesa el proceso de producción de los biocarburantes líquidos, desde la siembra de las semillas, hasta su combustión en los vehículos (UNEP, 2009).

Estos, junto a otros factores que han sobrevenido a los largo de la evolución de la historia del sector, han sido los fundamentos para desarrollar una serie de políticas de diversificación de fuentes energéticas, basada en el uso de biocarburantes, teniendo en cuenta la viabilidad económica de las alternativas potenciales de sustitución. En este sentido, a pesar de que existe un notable progreso tecnológico en el desarrollo de alternativas a la gasolina y el diésel consumidos en el transporte,

³⁵ Ver: (Slanina , 2004)

todavía muy pocas tecnologías y fuentes de energía primaria de carácter autóctono, son competitivas en el mercado de carburantes. Dentro de las tecnologías de conversión económicamente más competitivas se encuentran los biocarburantes líquidos de primera generación. Entre estos, el etanol carburante (biocarburante basado en la conversión de azúcares y almidones), y el biodiesel (basado en la transesterificación de aceites vegetales, residuales y grasas animales), son los que presentan un mayor desarrollo del mercado (Coelho & Goldemberg, 2004).

El crecimiento del sector de los biocarburantes a nivel global para el transporte se debe casi en su totalidad al desarrollo de la industria del etanol carburante y del biodiesel de primera generación. A pesar de que en la actualidad existe una gran variedad de rutas tecnológicas (ver tabla I-3) para la conversión de la biomasa en biocarburantes y biogases para el transporte, el desarrollo de la industria mundial de biocarburantes se encuentra liderado por la producción convencional conocida como “primera generación de biocarburantes”. La razón fundamental es que las tecnologías llamadas de segunda y tercera generación se encuentran en etapas pre-comerciales, presentando en general costes mucho mayores, que les impiden participar plenamente en el mercado de combustibles para el transporte. Por el contrario, los biocarburantes de primera generación están más consolidados en el mercado, con procesos de conversión menos costosos y con cada vez mayores mejoras en la eficiencia productiva de su cadena de valor, principalmente por medio del desarrollo de sinergias basadas principalmente en el concepto industrial de biorrefinerías (Coelho & Goldemberg, 2004).

Tabla I – 3: Desarrollo comercial de diferentes rutas tecnológicas de biocarburantes

Etapa	Clase	Biocarburantes convencionales	Biocarburantes Avanzados		
		Comercialización Plena	I&D Básico y Aplicado	Demostración	Comercialización Temprana
Biocombustibles líquidos	Etanol Carburante	Etanol de cultivos de Azúcar y almidón		Etanol de Celulosa	
	Biocarburantes tipo Diésel	Biodiesel Por transesterificación	Biodiesel de microalgas; Hidrocarburos de Azúcares	BTL ¹ - Diésel (por gasificación + FT ²)	Aceite vegetal hidrotratado.
	Otros biocombustibles y aditivos		Resinas Furánicas y otros combustibles nuevos	Biobutanol ; DME ³ ; Combustibles obtenidos por Pirólisis	Metanol
Biocombustibles gaseosos	Biometano	Biogás (digestión anaeróbica)	Bio-SG ⁴		
	Hidrógeno		Todas las nuevas rutas- Gasificación con reformas--Transformación de Biogás		

Biomasa a líquidos; 2. Proceso Fischer Tropsch; 3. Dimetiléter; 4. Gas Biosintético.

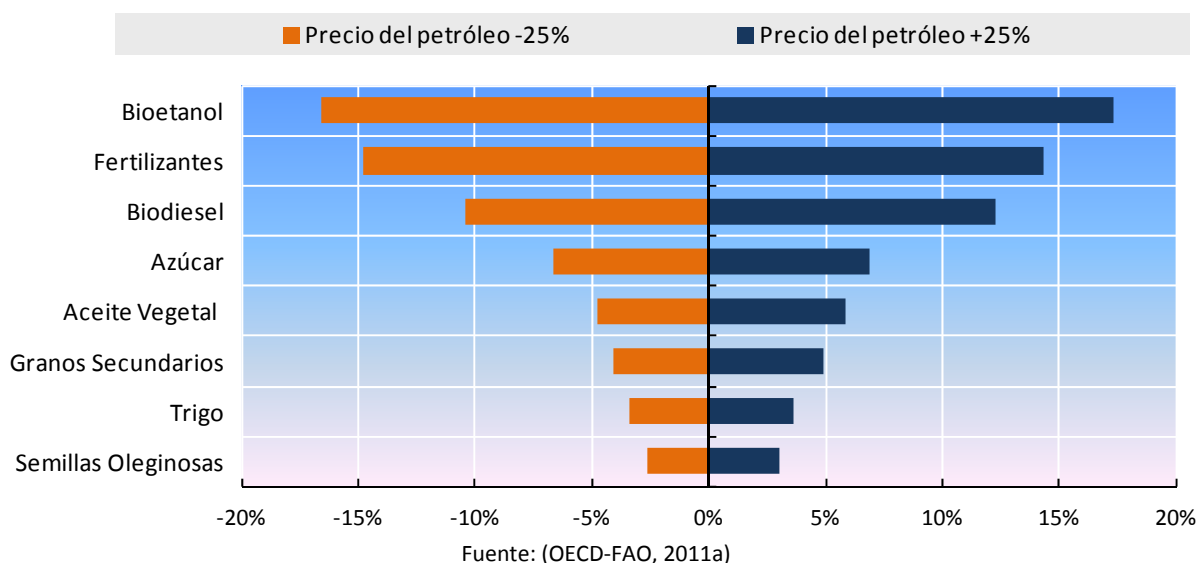
Fuente: (IEA Bioenergy, 2009)

Como es de otros sectores de la energía, la competitividad de los biocarburantes líquidos se basa fundamentalmente en los costes de las materias primas agro-energéticas utilizadas para su producción, pero también en los costes energéticos que se incorporan a lo largo de la cadena de valor. Entre estos cabe mencionar, los costes de las instalaciones de producción, los costes de los insumos, el relacionado al consumo energético necesario para su propia producción, el coste del transporte, de almacenamiento de stocks, etc. La energía necesaria para cubrir las etapas de la cadena de valor puede ser obtenida de distintas fuentes, como el petróleo, el gas natural o los residuos del proceso de conversión de la biomasa. Como en otros sectores agroindustriales, uno de

los principales insumos energéticos es el petróleo. En el caso de las compañías que usan petróleo como principal fuente de energía usada durante casi todo el proceso de producción de biocarburantes incluyendo la producción de los insumos agro-energéticos, los incrementos de precios en los mercados internacionales representan un coste muy importante dentro de la cadena de valor y por otro lado, dado que el petróleo es el combustible a ser sustituido por los biocarburantes, la variación de su precio se convierte en un factor determinante de la competitividad de estos últimos en el mercado de carburantes para el transporte. De acuerdo con (OECD-FAO, 2011a), una de las más importantes incertidumbres en la previsión de los precios de las materias primas empleadas para la producción de biocarburantes, son los precios del petróleo. Existe una fuerte relación entre el petróleo y los precios de los productos agrícolas tanto en el lado de la demanda como de la oferta.

Desde el lado de la oferta la variación de los precios del petróleo se transmiten principalmente a través de los fertilizantes y el coste de los combustibles, afectando los costes de producción agrícola. Un segundo canal del impacto de los precios del petróleo se produce sobre la demanda de biocombustibles, así como de sus inputs agro-energéticos. Por ejemplo, en el caso del etanol el precio depende fuertemente de los precios del petróleo y el ajuste de su precio está relacionado en más de 60 % con los cambios en los precios del crudo. Otros productos como el trigo, el azúcar o las semillas oleaginosas se encuentran también afectados por los precios del crudo, al ser materias primas para la producción de biodiesel y etanol carburante. Asimismo, el uso de materias primas agrícolas representa una demanda adicional a la demanda alimentaria de esos productos, así como un incremento de la competencia por las tierras de cultivo. Se estima que alrededor del 20 % de las variaciones en los precios del petróleo se transmiten a los precios de los productos agrícolas, sin dejar de mencionar que la estimación se realiza en un particular contexto regulatorio, que incorpora obligaciones y subsidios para la promoción de biocarburantes en el mercado del transporte en muchos países (OECD-FAO, 2011a).

Gráfico I – 64: Efectos de la variación de los precios del petróleo en los precios de los biocarburantes e insumos agroindustriales



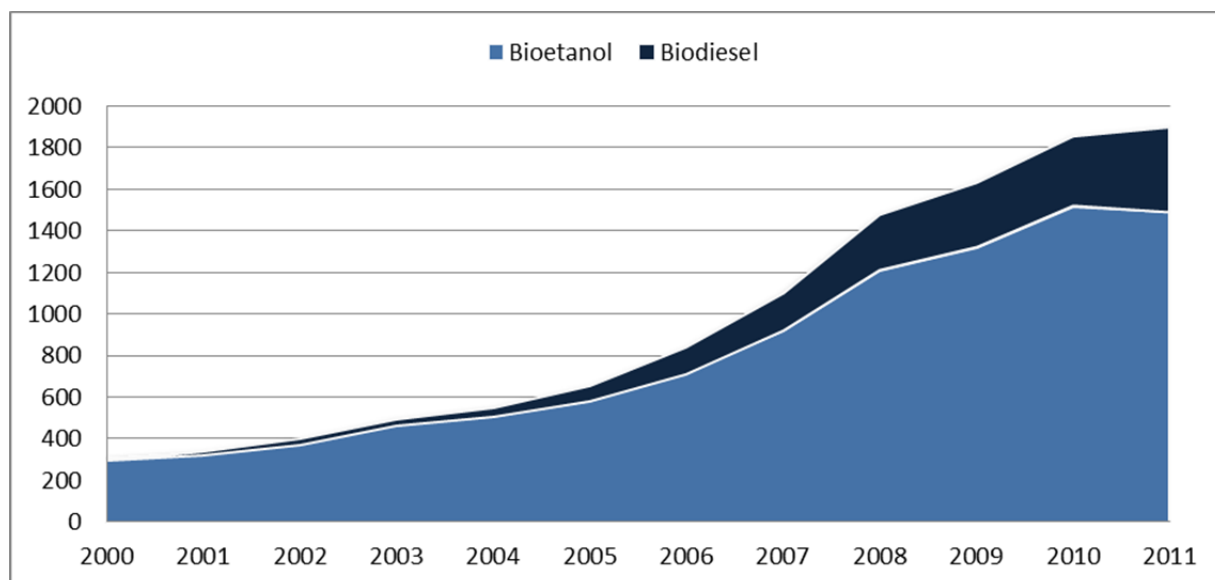
En el gráfico I-64 podemos observar los efectos de la variación de los precios del petróleo en las materias primas utilizadas para la producción de biocarburantes de primera generación, así como en

los productos agroalimentarios más importantes vinculados a la producción de los cultivos energéticos. En el caso del efecto sobre los biocarburantes, observamos que un incremento de los precios del petróleo afecta más al etanol que al biodiesel. Asimismo, observamos que la influencia de la variación de los precios es menos importante para los productos alimentarios obtenidos de los mismos cultivos.

Esto significa, "*ceteris paribus*", que ante un aumento de los precios del petróleo de más del 25 %, el coste de oportunidad de producir y vender en los mercados alimentarios, es mucho mayor que producir y vender para los mercados energéticos, lo que convierte a los biocarburantes en una atractiva alternativa para los operadores agroindustriales cuando los precios del petróleo alcanzan estos niveles. Por el contrario cuando la variación de precios del petróleo indica una caída de más del 25 %, el costo de oportunidad de producir la para los mercados energéticos es alto, dado que la variación de precios del petróleo implicaría una mayor caída de los precios de los biocarburantes y una menor caída de los precios de los productos alimentarios. Sin embargo, este razonamiento no tiene en cuenta los demás factores que afectan la competitividad de los biocarburantes en el mercado, incluyendo por supuesto, las políticas y la regulación de los mercados de energía.

Como la producción de biocarburantes está generalmente determinada por la disponibilidad de las materias primas necesarias para su obtención, hay muchos países que importan materias primas para la producción de etanol y biodiesel, por lo que gran parte de esta producción se destina a cubrir no solo la demanda de consumo de los mercados agroalimentarios, sino también de los mercados energéticos. Sin embargo, la regla general es que los biocarburantes se produzcan con materias primas de producción nacional. Esto tiene mucho que ver con la política agrícola aplicada a la agroindustria relacionada con la producción de agro-energéticos. El resultado indica que los mayores productores de cultivos alimentarios que sean óptimos para ser utilizados como materias primas para la obtención de carburantes renovables, también resultan ser los grandes productores de biocarburantes.

Gráfico I – 65: Producción mundial de etanol carburante y biodiesel (Mbd)



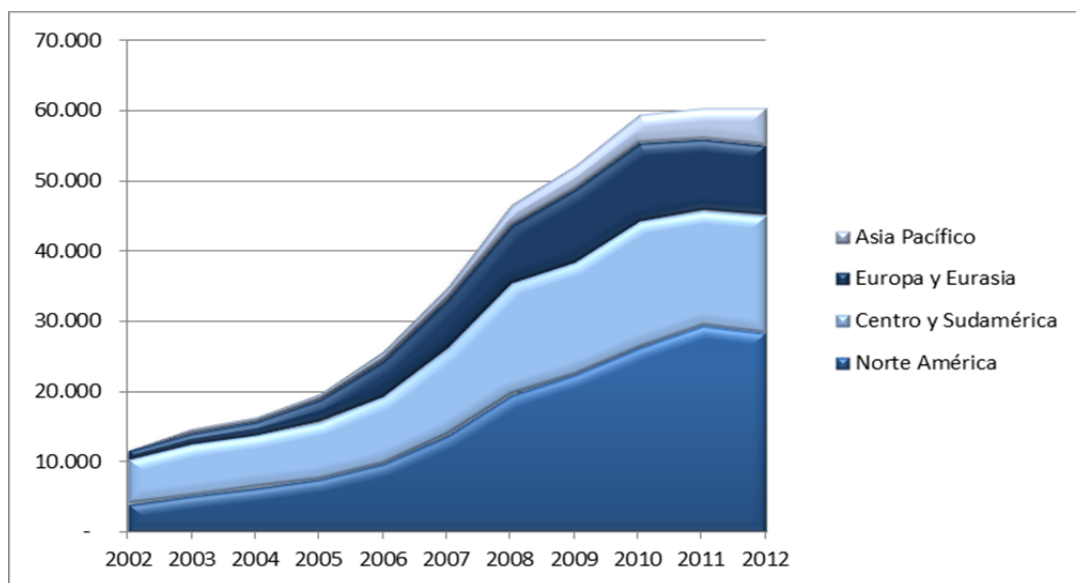
Fuente: Elaboración propia a partir de EEUU EIA (2011)

La producción de biocarburantes a nivel mundial ha crecido notablemente en los últimos 10 años. La producción mundial de biocarburantes ha pasado de 9.176 Mtpe en el año 2000, a más de 59.261 Mtpe en el 2010, llegando a cubrir el 3 % del mercado global de combustibles usados en el del transporte rodado. Sin embargo, en el año 2012 la producción mundial de biocarburantes declinó, por primera vez desde el año 2000, en un 0,4 %, alcanzando las 60220 Mtpe. Aun con el incremento de la producción observado en la región de Sudamérica, la caída de la producción en Norte América y Europa, terminaron por compensar dicho incremento, La producción global de etanol carburante declino un 1,7 %, la segunda caída anual consecutiva; mientras que el biodiesel por el contrario, mostró un incremento del 2,7 %, con lo cual ha podido duplicar la producción en los últimos 5 años e incrementar su cuota en la producción total de biocarburantes al 31 % (British Petroleum, 2013).

En el caso de la OCDE, mientras que en el año 2000 su producción conjunta estaba por debajo de la mitad de la producción mundial (que en aquella época alcanzaba 3.841 Mtpe), en el 2010 el crecimiento de la misma alcanzó el 62,7 % de la producción mundial, al llegar a producir 37.130 Mtpe, nivel que refleja la alta tasa anual de crecimiento que ha presentado el sector de los biocarburantes líquidos en las economías desarrolladas.³⁶ Posteriormente en el año 2012 la producción de la OCDE alcanzó las 38457 Mtpe, nivel que refleja una caída del alrededor del -3,5 %. En el caso específico de EEUU, se observa un declive del -4,3 % respecto de 2011 y de la Unión Europea un declive del 1,5 % con 9878 Mtpe (IEA, 2013f).

Asimismo, la producción en los países no industrializados, principalmente en las economías en desarrollo, también ha experimentado un crecimiento significativo con respecto a los biocarburantes líquidos pasando de un nivel de producción de 5.336 Mtpe en el año 2000, a 22.131 Mtpe en el 2010, sin mencionar que los mayores niveles de producción hasta el año 2004 se encontraban fuera de las fronteras de la OCDE. En el año 2012 la producción de biocarburantes fuera de la OCDE alcanzó las 21763, un 5,6 % más en relación al 2011.

Gráfico I – 66: Producción de biocarburantes por regiones (Mtpe)



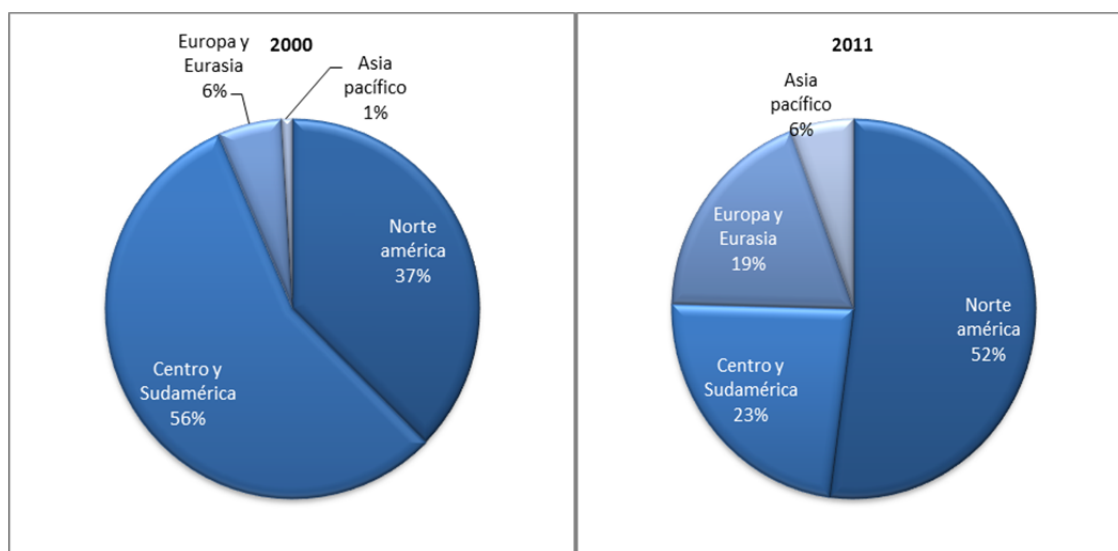
Fuente: Elaboración propia a partir de (British Petroleum, 2013)

³⁶ Ver: (British Petroleum, 2012)

En Latinoamérica, el crecimiento respecto del 2011 fue de un 2,3 %, con 16675 Mtpe. Dentro de esta región, la producción brasilera creció un 2,4 % respecto del 2011, con unas 13547 Mtpe de biocarburantes en 2012. Asimismo la producción en Argentina y Colombia crecieron un 1,9 % y un 4 % respectivamente. En la región Asia pacífico, el crecimiento fue de 17,3 %, con 5174 Mtpe. Países como India y Tailandia crecieron notablemente en un 39,9 % y un 37,5 % respectivamente, mientras que China e indonesia también mostraron un crecimiento de 8 % y 9,4 % cada uno.³⁷ Esto puede sugerir que la expansión de los biocarburantes, a diferencia de otras energías renovables en las que los países desarrollados muestran típicas ventajas comparativas basadas en el dominio de altas tecnologías, depende más del balance energético que presentan los países en relación con el consumo de petróleo en el sector del transporte, de sus potencialidades agroindustriales, así como el grado de efectividad de las políticas públicas necesarias para transformar esas potencialidades en cambios efectivo de la matriz energética de consumo de carburantes en el sector del transporte (Coelho & Goldemberg, 2004).

Como podemos observar en el Gráfico I-65, a nivel regional el crecimiento de la producción está dominado por el continente americano que representa alrededor del 50 % de la producción mundial de biocarburantes líquidos, liderada por la producción de etanol carburante en EEUU. La segunda mayor región productora es la región Centro Sudamericana, liderada por la producción de etanol en Brasil. Dentro de los biocarburantes líquidos el etanol representa tres cuartas partes de la producción mundial de biocarburantes y es dominante en Norte y Sudamérica; mientras que el biodiesel, con unos niveles de producción menores es dominante principalmente en la región Europea. Cabe aclarar que a pesar de que las principales regiones productoras se caractericen por la producción de algún tipo de biocarburante dominante, en todas se producen tanto etanol como biodiesel.

Gráfico I – 67: Redistribución del consumo de biocarburantes a nivel mundial



Fuente: Elaboración propia partir de (US EIA, 2012)

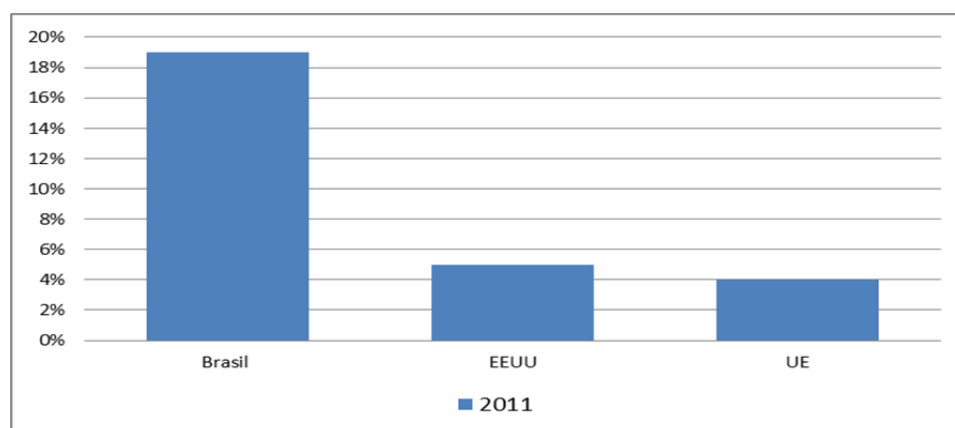
Como en el caso de la producción podemos observar que el consumo de biocarburantes líquidos se ha incrementado notablemente a nivel global. La mayor parte de este incremento ha estado impulsado por el consumo en la región de la OCDE, dentro de la cual el más significativo incremento

³⁷ Ver: BP (2013), Statistical review of world energy

del consumo de biocarburantes líquidos se presenta en la región norteamericana y europea con un crecimiento de 15 y 13 puntos respectivamente en el periodo 2000-2011, siendo la región norteamericana la que consume más del 50 % de los biocarburantes líquidos producidos a nivel mundial. Estas regiones, que pertenecen a la OCDE, han venido madurando y reforzando sus políticas de consumo de biocarburantes líquidos y otros combustibles alternativos en el sector de transporte rodado desde los años 1970s y esto se refleja en el desarrollo de la penetración de etanol y el biodiesel en los mercados de carburantes.

Por su parte, la región centro-sudamericana, ha reducido su cuota de consumo de biocarburantes líquidos a nivel global, pasando de alrededor del 56 % en 2000, al 23 % en 2011. Las restricciones relacionadas con el tamaño del mercado interno en la región y la mejoras de la productividad en la cadena de valor de los biocarburantes, con crecientes niveles de producción en los principales países de la región, puede ser uno de los factores que hayan influido en diversificación del destino de la producción de biocarburantes líquidos, dado que buena parte de la producción pasa por flujos comerciales internacionales a los mercados de la OCDE a través de las exportaciones. Asimismo, no es sorprendente que otros países importadores netos de petróleo pertenecientes a la región asiático- oceánica, hayan aumentado notablemente el consumo de estos sustitutos renovables para diversificar las fuentes energéticas y hacer más sostenible el consumo de combustibles en el sector del transporte.

Gráfico I – 68: Cuotas de biocarburantes en el mercado del transporte rodado en los principales países productores



Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA, 2013f)

Cuando observamos a nivel de países el consumo de biocarburantes en relación con los otros productos energéticos consumidos en el transporte rodado, el panorama cambia radicalmente a favor países como Brasil, donde la cuota de biocarburantes se acerca al 20 % del consumo total de carburantes en el transporte rodado. La diferencia entre Brasil y otros países de la OCDE radica principalmente el tamaño y el desarrollo del mercado de energía para el transporte, así como en la capacidad de suministro de carburantes alternativos. Aun cuando en nivel de producción y suministro interno de biocarburantes es alta en Brasil la UE y EEUU, la demanda de carburantes en estos últimos es muy superior a la brasileña. Así, se explica que la creciente pero insuficiente capacidad suministro de biocarburantes en los países industrializados como EEUU o los pertenecientes a la Unión Europea, para sustituir una mayor parte de los carburantes fósiles se

refleja en la baja cuota de consumo de biocarburantes respecto a otros productos energéticos derivados del petróleo. Esto se puede observar en el gráfico I-68.

En el siguiente punto analizaremos de forma más detallada los mercados de etanol carburante y biodiesel, así como de las principales materias primas utilizadas en los procesos de conversión energética.

I.2.2. El Mercado del etanol carburante

El Etanol carburante o etanol, es uno de los principales biocarburantes desarrollados de la actualidad. Para competir con los carburantes fósiles algunos países deficitarios de petróleo, iniciaron una serie de políticas de diversificación energética, buscando productos sustitutos en diferentes sectores de la economía donde las importaciones energéticas eran dominantes. En el caso del sector del transporte rodado, los grandes productores de materias primas biológicas, adecuadas para su conversión en biocarburantes, optaron por sustituir ciertos porcentajes de la gasolina con etanol, vinculando de este modo los mercados alimentarios a los mercados de energía. En las siguientes líneas daremos una aproximación al etanol carburante como producto energético alternativo al uso de la gasolina, así como un panorama general de su posicionamiento en el mercado global.

I.2.2.1. Etanol carburante: Definición y características

El etanol es un producto químico (C_2H_5OH) que puede ser usado como combustible para el transporte en motores de combustión interna, tanto en estado puro como mezclado en diferentes proporciones con gasolina, sin que sea necesario hacer modificaciones significativamente costosas al motor. Hasta finales del siglo XIX y principios del XX el etanol tuvo un uso extensivo en Europa y los Estados Unidos de América en los incipientes motores de combustión interna, pero dado que su producción era más costosa comparada a la del petróleo, el etanol dejó de ser una alternativa al combustible fósil, recuperando progresivamente el interés de los gobiernos de los países deficitarios de crudo con motivo de la crisis petrolera acaecida en los años 1970s. En adelante y hasta la actualidad se ha hecho manifiesto un interés en su uso como carburante para el transporte, siendo principalmente EEUU y Brasil los principales promotores de la producción a gran escala del biocarburante, aunque son muchos otros los países que se encuentran avocados a su producción.³⁸

El etanol es un combustible de alta oxigenación (35 % de oxígeno) y su uso favorece la reducción de emisiones de partículas así de como óxidos de nitrógeno en la combustión. Las mezclas con etanol mejoran la combustión de la gasolina, reducen notablemente el uso del petróleo y a causa del proceso bioquímico de fijación de carbono durante la fotosíntesis presenta un balance neutral en emisiones de GEI en comparación con los combustibles fósiles (Malça, 2006).

Los artefactos de conversión energética pueden limitar o expandir el consumo de etanol como carburante. Las mezclas de etanol con gasolina al 10 % y 90 % respectivamente son las más comunes y se denominan gasohol. En Brasil las mezclas pueden alcanzar hasta el 24 % de etanol.³⁹ Asimismo, los vehículos de consumo flexible desarrollados para operar tanto gasolina como con carburantes

³⁸ Ver: (US DOE, 2011)

³⁹ Ver: (Oliveria, Vaughan , & Rykiel , 2005)

alternativos, permite incrementar el nivel de mezcla al 100 %, es decir que pueden operar solamente con etanol. En la Unión Europea la mezcla puede realizarse al 5 % sin vulnerar el estándar de calidad EN 228, no requiere modificación del motor y está cubierta por las garantías del vehículo. Para mezclas mayores, como al 85 % de etanol (E85), se necesitan cambios en el motor de combustión (Demirbas, 2009).

Dichas mezclas (de etanol con la gasolina en EEUU, Brasil, Europa y otros países) se vienen promoviendo por una multiplicidad de razones que confluyen en el mercado de transporte, principalmente los problemas de seguridad energética relacionados con el incremento de los costes energéticos que impone en la economía el uso de derivados del petróleo, la protección del medioambiente relacionado con el coste externo derivado de las emisiones de CO₂, especialmente como instrumentos de lucha contra el cambio climático, así como el desarrollo agroindustrial, afectado generalmente por problemas endémicos de sobreproducción y caída de precios de ciertos productos agrícolas.

I.2.2.1.1. Materias primas para la producción de etanol carburante

Las materias primas o insumos agro-energéticos representan una parte sustancial del coste final de producción de los biocarburantes, por lo que los países que presentan menores costes de producción de las materias primas, también presentan ventajas competitivas en el proceso de obtención de los biocarburantes. Existen varios tipos de insumos energéticos para la producción a gran escala de etanol de origen biológico, éste se obtiene principalmente de plantas con alto contenido en sacarosa, como la caña de azúcar, la remolacha o las melazas; así como granos ricos en almidón, entre los que se encuentran el maíz, trigo, arroz, o la cebada. Otros cultivos como, la patata y el sorgo azucarero pueden presentar menores costos de producción, aprovechándose el bagazo del sorgo y los tallos para generar la energía necesaria en el propio proceso de producción. Además de esta clase de insumos también pueden ser utilizados otros bioelementos con alto contenido de celulosa como la madera o residuos agrícolas, residuos forestales y pastos naturales, este material de lignocelulosa aún requiere procesos cuyos costos son prohibitivos para la producción comercial de etanol.⁴⁰

Actualmente existe un interés expandido en todo el mundo para encontrar nuevas y menos costosas fuentes de hidratos de carbono para la producción de biocarburantes, aunque en el caso de etanol su producción a nivel mundial está dominada por cultivos como el maíz y la caña de azúcar. La materia prima para la producción del etanol puede ser dividida en tres grandes grupos:

Biomasa rica en sacarosa, entre los que encontramos la caña de azúcar, la remolacha azucarera, el sorgo dulce, y frutas dulces.

Biomasa rica en almidones, por ejemplo el maíz, el trigo, arroz, la papa, yuca, camote y cebada.

Biomasa lignocelulosa, que en general puede encontrarse en la madera, paja y pastos.⁴¹

En el corto plazo la producción de etanol para su uso como combustible para el transporte depende fuertemente de los materiales biológicos ricos en almidón o en sacarosa, que a la vez forman parte

⁴⁰ Ver: (Shapouri & Gallagher , 2005)

⁴¹ Ver: (Demirbas, 2009)

de los cultivos dedicados al mercado alimentario. Esta situación plantea el problema del encarecimiento de las materias primas, a causa de la competencia entre mercados alimentarios y los mercados energéticos. Sin embargo, este no es el único elemento que afecta la variabilidad y el incremento de precios, o la relativa escasez de productos alimentarios en el mercado internacional. La estructura propia del mercado y de su cadena de valor, la propiedad de los factores de producción como las tierras de cultivo, la tecnología, o las políticas agrícolas que afectan el sector, entre otros elementos relevantes, ejercen una considerable influencia en el comportamiento de los operadores de los mercados alimentarios a nivel global (Demirbas, 2011).

I.2.2.1.2. Procesos tecnológicos para la conversión de la biomasa en etanol carburante

La producción de etanol al igual que la producción de las bebidas alcohólicas puede seguir diferentes rutas tecnológicas, que determinarán sus propias ventajas y limitaciones. El etanol puede ser obtenido en general mediante procesos de fermentación de los azúcares que contienen las plantas en forma de sacarosa, almidón o celulosa. Este material biológico que durante la fotosíntesis ha procesado la luz del sol, los nutrientes de la tierra, el agua y el dióxido de carbono, termina formando simples o complejas moléculas en las fibras de las plantas, de acuerdo a la clase de material de que se trate. Estas moléculas requerirán más, o menos complejos procesos de conversión energética para la obtención del etanol, que están relacionados principalmente a sus diferencias físicas. Este procesamiento de la biomasa para obtener alcoholes está centrado en la fermentación del material biológico. Durante la fermentación la levadura secreta enzimas que son microorganismos que digieren el azúcar descomponiéndola en ácido láctico, hidrógeno, dióxido de carbono y etanol (Wyma, 2004).

Tras la fermentación, el producto debe ser destilado para la remoción de levadura y los subproductos para que finalmente, mediante un proceso de deshidratación de un 5 % a 12 %, alcanzar un resultado de entre un 95 % a un 98,5 % de concentración de etanol. Sin embargo no todos los tipos de biomasa son biológicamente aptos para pasar del molido a la etapa de fermentación, sino que para muchos de estos insumos biológicos es necesario haber transformado la biomasa en simples moléculas de azúcar, para lo cual los procesos variarán tanto en su complejidad como en su duración, de acuerdo a la clase de planta de la que se trate.⁴² Esto, al incorporar una fase preliminar, también encarece el proceso de conversión de la biomasa.

Los procesos de transformación requerirán, en razón de la biomasa utilizada, mayores o menores costes de energía, de activos, y de insumos para la obtención final del biocarburante. Así, en el balance final, el coste de estos procesos estará relacionado de manera directa con la complejidad o simplicidad con la que se obtiene el etanol biológico. Estos costes no solo variarán de acuerdo a la materia prima utilizada y el proceso de conversión adecuado para obtener el etanol, sino que además estarán determinados por todos los costes logísticos que variarán según el material biológico utilizado en las diferentes etapas de la cadena de producción, como la siembra, recolección, almacenaje, transporte, hasta el consumo final de biocarburante, incluyendo ciertamente los costes ambientales.⁴³

⁴² Ver: (Shapouri & Gallagher , 2005)

⁴³ Ver: (Hill, Nelson, Tilman, Polasky, & Douglas, 2006)

En general los más importantes procesos tecnológicos de conversión utilizados actualmente para la producción de etanol carburante se diferenciarán en razón de la biomasa utilizada, lo que en gran medida determinará sus costes totales de producción:

En el caso de la biomasa rica en sacarosa como la caña de azúcar, la remolacha azucarera, y sorgo dulce, el proceso de conversión es relativamente simple, generalmente basado en la extracción de los azúcares de las plantas mediante el molido, para luego pasar por la etapa de fermentación y posteriormente de destilación. Esto implica que también sea relativamente más corto que otros procesos aplicados a almidones o celulosa, porque los azúcares son obtenibles directamente de la planta y no se requieren pasos adicionales para acondicionar el material biológico y adecuarlo para su fermentación.⁴⁴

En el caso de los procesos de conversión de biomasa rica en almidones, como el maíz, el trigo, arroz, la papa, yuca, camote y cebadal, el proceso de conversión requiere además de los pasos de molienda, fermentación y destilación, una fase previa de hidrólisis del almidón en pequeñas cadenas de azúcares mediante la mezcla del grano con agua y enzimas (amiláceas alfa), para luego pasar a otra etapa previa de sacarificación con gluco-amiláceos. El proceso de molido puede ser húmedo o en seco. El primero provee una variedad de coproductos, como proteínas y CO₂ (usado en plantas de refrescos, almidón y aceite de maíz). Sin embargo, en la actualidad los avances del procesamiento de molido en seco presentan reducciones sustanciales en los costes de inversión y en los costes de operación, lo que reduce en mayor medida los costes finales de producción de etanol.⁴⁵

En el caso de las tecnologías para la producción de etanol a partir de lignocelulosa (hemicelulosa, celulosa y lignina), conocidas como tecnologías de segunda generación, el proceso de conversión requiere la hidrólisis previa del material biológico para convertir los polisacáridos de la biomasa en azúcares que puedan ser fermentables. Los pasos requeridos para el pre-tratamiento de la biomasa en la etapa de hidrólisis son muy variados y complejos y pueden estar basados en distintas rutas tecnológicas en las que intervienen ácidos, enzimas, o ambos. El pre-tratamiento es necesario tanto para la hidrólisis de la hemicelulosa, como de la celulosa, y tiene como objeto separar los azúcares simples y remover la lignina. Asimismo se pueden aplicar procesos termoquímicos como la gasificación y la síntesis, o procesos pirolíticos.⁴⁶

Estos procesos requieren mucha más energía a lo largo del proceso debido principalmente al calentamiento y licuefacción de la biomasa celulósica, por lo que en general presentan mayores costes. La obtención de etanol a partir de celulosa en la actualidad es bastante costosa, por lo que esta tecnología todavía se encuentra en etapas piloto no comerciales, aunque se están produciendo avances notables que proyectan su viabilidad económica en el mediano plazo.⁴⁷

En el gráfico I-69 podemos observar gráficamente las principales rutas tecnológicas de conversión de distintos tipos de biomasa en etanol carburante.

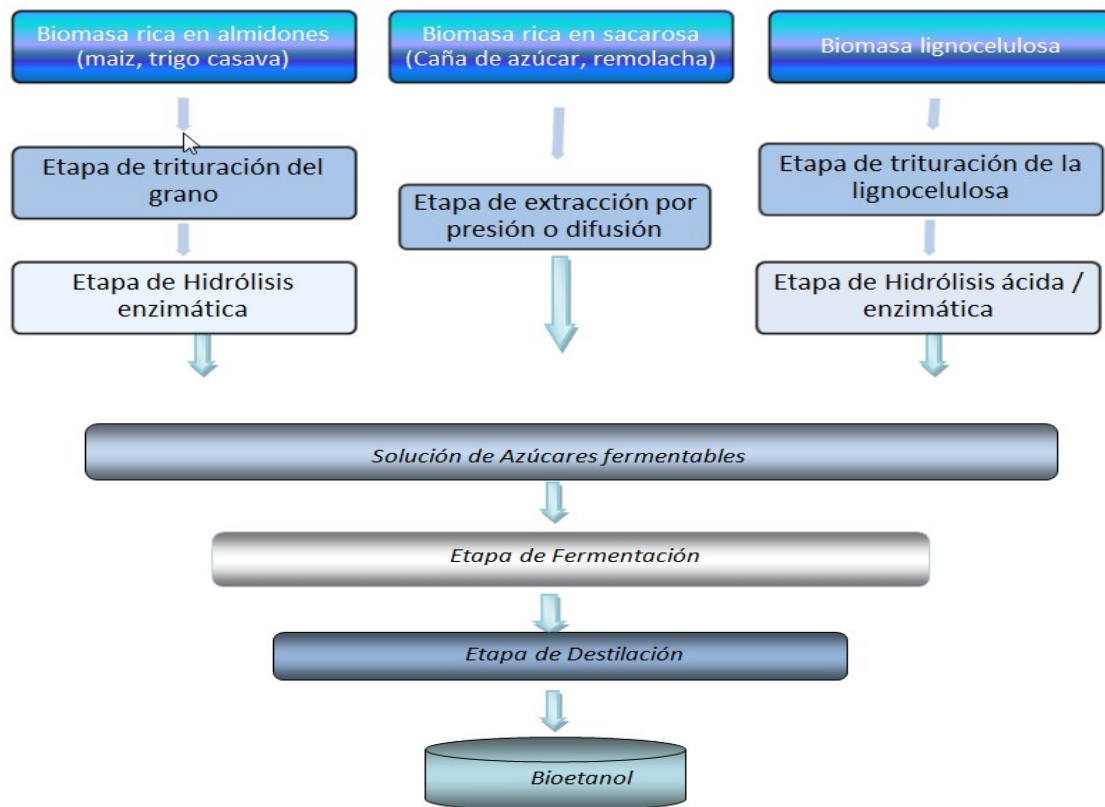
⁴⁴ Ver: (Martines-Filho , Burnquist , & Vian, 2006)

⁴⁵ Ver: (Demirbas, 2009)

⁴⁶ Ver: (IEA Bioenergy, 2009)

⁴⁷ Ver: (World Watch Institute, 2007)

Gráfico I – 69: Flujos de las rutas principales tecnológicas para la obtención de etanol carburante



Fuente: Elaboración propia a partir de (IEA Bioenergy, 2009) y (World Watch Institute, 2007)

Cuanto menos complejo sea el proceso de conversión, menos costoso será el proceso de obtención del biocombustible. El proceso a partir de almidón es más complejo que el proceso a partir de sacarosa dado que los almidones deben ser sacarificados previamente mediante la hidrólisis, pre-tratamiento necesario para fragmentar las grandes moléculas de almidón en simples azúcares. Asimismo, los complejos procesos de conversión energética de la lignocelulosa todavía presentan costes prohibitivos para su comercialización, dado el estado actual de la tecnología, aunque los esfuerzos en su desarrollo tecnológico y aplicación comercial son permanentes y notables en diferentes partes del mundo (World Watch Institute, 2007).

I.2.2.2. El mercado mundial del etanol carburante

El mercado internacional de etanol carburante está dominado por los grandes productores de EEUU (etanol obtenido de maíz), Brasil, (etanol obtenido de caña de azúcar) y en menor medida por los productores de la Unión europea (etanol obtenido principalmente de una mezcla cereales, granos secundarios, remolacha azucarera y sorgo dulce). Como sucede en los mercados de productos energéticos de origen fósiles como el petróleo, el grueso de la producción se destina a cubrir la demanda interna. Esta demanda interna normalmente se origina por la intervención del Estado en los mercados de hidrocarburos para el transporte, mediante la regulación económica que puede

variar en intensidad y astringencia por países y por periodos. Como resultado del tamaño de estos mercados y de la regulación, estos países son también los principales consumidores de biocarburantes a nivel mundial. Asimismo, dado que las políticas de promoción en estos países tienen por objeto la sustitución de las importaciones de productos energéticos en el transporte, el comercio internacional de biocarburantes, está afectado por las mismas políticas que regulan el mercado (que por lo general tratan de promover el consumo de la producción nacional). Por esta razón, el coste de oportunidad de los productores de biocarburantes a nivel mundial, estará determinado por el coste de destinar la producción para cubrir la demanda interna (si esta existe), y el precio originado por la demanda externa en los mercados internacionales. En las siguientes líneas revisaremos los datos del mercado para afianzar la comprensión de los factores de su expansión en los últimos años.

I.2.2.2.1. Producción mundial de etanol carburante

Como hemos observado en líneas anteriores, el etanol es uno de los principales biocarburantes líquidos producidos a nivel mundial. Aunque su producción y consumo se ha venido desarrollando desde hace más de 50 años en países como Brasil, podemos observar en los últimos 13 años una gran expansión de su producción a nivel mundial, habiéndose multiplicado por 5 la producción bruta de etanol en todo el mundo entre los años 2000 al 2011.

Como podemos observar en la Tabla I-4; el mercado mundial de etanol carburante se encuentra dominado por la producción de EEUU y Brasil, habiendo alcanzando juntos el 96 % del mercado en el año 2000, pasando a representar el 90 % de la producción en 2011. Brasil ha sido desde los años 1970s el principal productor de etanol a nivel mundial, debido en gran medida a las favorables condiciones edafo-climáticas para el cultivo de la caña de azúcar, una de las materias primas más importantes y eficientes para la obtención del biocarburante. De hecho, durante el año 2000 Brasil era el más grande productor del mundo con el 61 % de la producción mundial. Sin embargo, durante la mitad de la década pasada en adelante la producción brasileña ha venido siendo superada por la producción de EEUU que ha pasado de un 35 % de la producción mundial en el año 2000 a un 58 % en el 2011, casi duplicando a la producción brasilera.

La producción de etanol de Brasil, al igual que la de otros países productores está afectada por los precios de la gasolina y de las materias primas, así como por las regulaciones del mercado. Debido en parte al tamaño del mercado doméstico brasileño así como a la estructura agroexportadora de la industria del azúcar (que en este país compite por el uso final de la materia prima con la producción de etanol) gran parte de la producción en el mercado brasileño dependerá de la demanda internacional, por lo que está bastante influenciada por los precios internacionales de los productos en los mercados energéticos y alimentarios (Bajay, 2004).

Tabla I – 4: Principales países productores de etanol carburante

Producción mundial de etanol carburante (Mbd)							Crecimiento Estimado
Países	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2013- 2022
Canadá	3,70	4,40	15,00	20,00	24,00	30,00	-0,85
EEUU	105,54	254,69	605,56	713,49	867,44	908,61	3,79

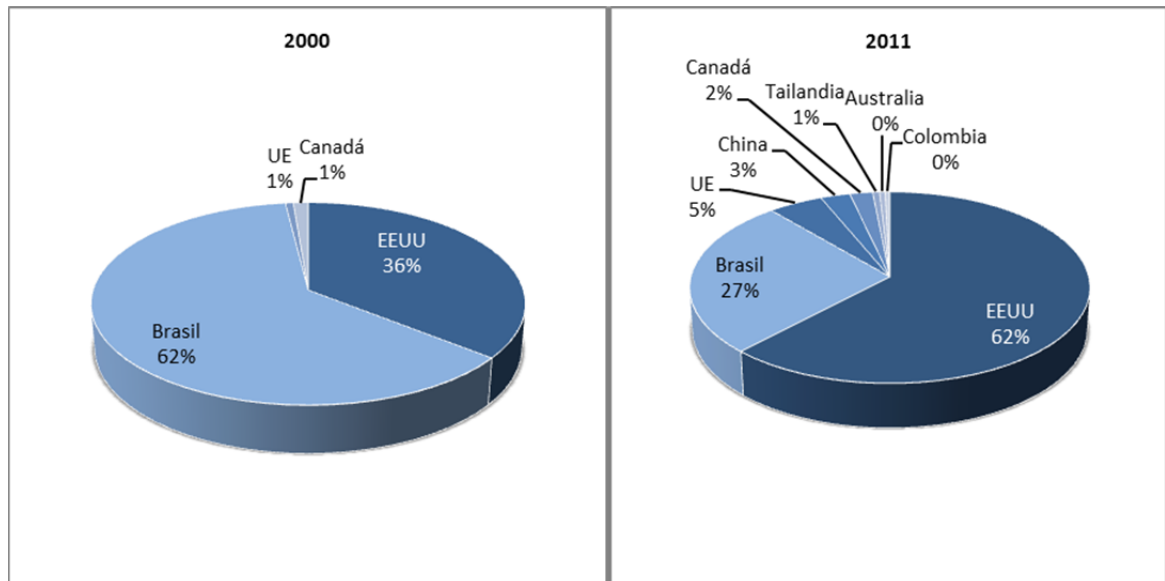
Brasil	183,88	276,40	466,29	449,81	486,01	392,00	5,10
Colombia	0,00	0,50	4,40	5,60	4,80	6,00	3,63
UE 27	2,00	14,54	47,10	59,210	72,30	72,30	6,76
Australia	0,00	0,40	2,50	3,50	6,50	7,50	-0,71
China	0,00	20,70	34,40	37,00	37,00	39,00	1,83
India	2,90	3,70	5,00	6,00	5,00	6,00	2,41
Tailandia	0,00	1,20	5,70	6,90	7,50	8,90	4,48
Subtotal	298,02	576,75	1185,11	1299,91	1503,45	1470,31	2,93
Otros	1,34	8,27	29,00	24,69	16,50	23,15	
Total Mundo	299,36	585,02	1214,12	1324,61	1519,95	1493,46	
Principales productores de etanol carburante en la UE 27							
Bélgica	0,00	0,00	0,40	2,50	2,50	2,50	
Francia	2,00	2,50	16,00	17,00	18,00	17,40	
Alemania	0,00	2,80	10,00	13,00	13,00	13,30	
Polonia	0,00	2,00	2,00	3,00	4,00	2,90	
España	0,00	5,00	6,00	8,00	8,00	8,00	
Suecia	0,00	1,40	1,70	3,00	3,50	3,40	
Reino Unido	0,00	0,00	1,70	3,00	3,50	5,00	

Fuente: Elaboración Propia a partir de (US EIA, 2012) y (OECD-FAO, 2013)

La diferencia de la producción entre EEUU y Brasil no se sustenta tanto en el declive de la capacidad de producción de la industria brasileña, sino en el significativo incremento de la capacidad de producción de etanol de maíz en EEUU, especialmente evidenciada en la primera década del siglo actual, así como en el mayor coste de oportunidad que implica el incremento de los precios del azúcar en el mercado internacional en los últimos años para la industria brasileña. El etanol de EEUU, que como el brasileño también se basa en las tecnologías de primera generación, pero a través del procesamiento de los almidones del maíz, es una de las industrias emergentes más importantes en materia de energías renovables en este país y conforma una parte importante de las políticas de sustitución de importaciones de petróleo en el sector del transporte rodado. Basada en una alta capacidad de producción de maíz, el nivel de producción de etanol en EEUU en 2011 ha representado casi 9 veces el nivel del año 2000, mientras que el nivel de producción brasileño en 2010 ha incrementado solo 2,65 veces su producción respecto del mismo año.

La Unión Europea es el tercer mayor productor de etanol en el mundo. Con una cuota de alrededor del 4% a nivel mundial, su producción ha pasado de 2000 barriles diarios en el año 2000 a 72300 en el 2011, basando su producción en tecnologías de primera generación fundamentalmente a través del procesamiento de materias primas agroalimentarias como el trigo, los granos secundarios y la remolacha azucarera. A pesar de que su producción ha crecido notablemente en la última década, impulsada por el crecimiento de la producción de Francia, Alemania y España, la producción todavía distan mucho de los niveles de los grandes productores mundiales de etanol como Brasil y EEUU.

Gráfico I – 70: Redistribución de la producción mundial de etanol carburante



Fuente: Elaboración propia a partir de (US EIA, 2013)

Cabe destacar que el incremento de la producción mundial de etanol, aunque en menor medida, también se ha venido dando como consecuencia de incremento de la producción en otros países. Entre los más importantes se encuentra Canadá, que ha multiplicado por su producción de etanol por 7, alcanzando en 2011 los 30000 barriles diarios; la producción de China que al 2011 es de 39000 barriles diarios, Tailandia con 8.900, Australia con 7500 y Colombia con 6000 barriles diarios en el mismo año.

I.2.2.2.2. Consumo mundial de etanol carburante

De acuerdo con la OCDE-FAO (2013a), actualmente, la mayor parte del etanol producido a nivel mundial se consume en países desarrollados agrupados en la OCDE. Este importante crecimiento de la demanda en los países desarrollados está fuertemente vinculado a las políticas de que regulan el consumo de biocarburantes en estos países, principalmente los cambios regulatorios que se ha dado lugar en la Unión Europea y en EEUU en los primeros años de la década pasada, como incentivos fiscales, subvenciones, obligaciones de mezcla y estándares de uso de biocarburantes entre otros.

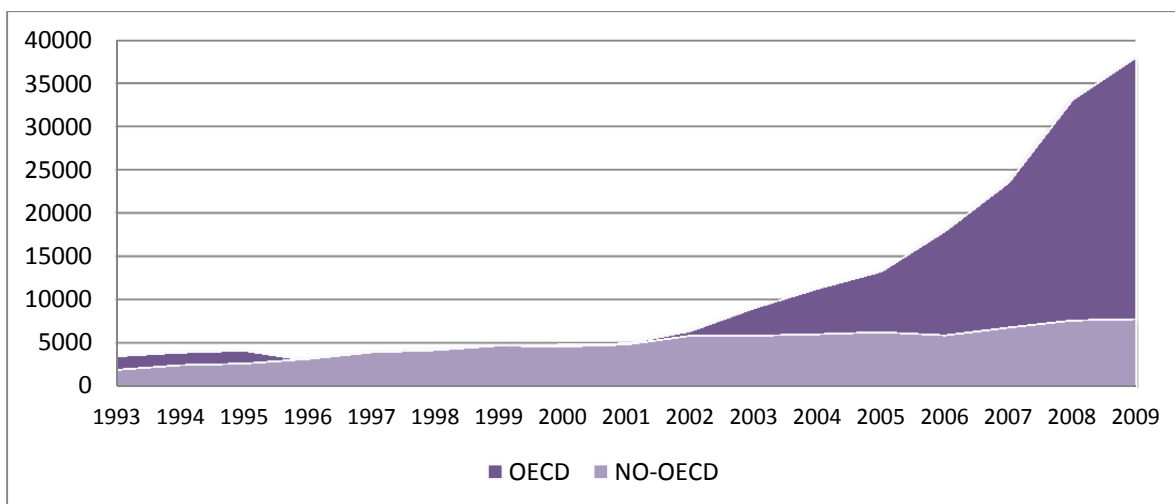
Tabla I – 5: Principales consumidores de etanol carburante a nivel mundial

	Consumo mundial de etanol carburante (Mbd)						Crecimiento Estimado	Etanol en Gasolina (%)a
	2000	2005	2008	2009	2010	2011		
Canadá	4,50	5,80	24,00	26,00	32,00	42,00	0,20	3,2
EEUU	107,56	264,75	629,934	719,934	838,78	841,00	4,39	5,8
Brasil	166,8549	181,8978	336,5528	393,2979	381,9059	332,40	4,23	46,4
Colombia	0	0,5	4,4	5,6	4,8	6,00	2,55	-
UE 27	2	19,7203	61,57	77,71	97,07	103,80	7,18	3,1
Australia	0	0,4	2,5	3,5	6,5	7,50	-0,67	1,3

China	0	20,7	34,4	37	37	38,00	0,96	1,5
India	2,9	3,7	5	2	1	6,00	2,62	-
Filipinas	0	0,04	0,1	2	3	4,00	0,68	-
Tailandia	0	1,2	5,5	8	7	7,00	3,83	-
Subtotal	280,9149	495,0081	1098,957	1273,042	1408,056	1387,7	2,97	9,24
Otros	4,24	5,435	8,4886	7,523	10,45	17,9		
Mundo	285,1549	500,4431	1107,445	1280,565	1418,506	1405,6	4,12	6,2
Principales consumidores de etanol carburante en la UE 27								
Austria	0	0	1,8	2,2	2,2	2,1		
Bélgica	0	0	0,4	1,2	1,8	1,6		
Francia	2	2,4	14	14	15	16,00		
Alemania	0	5,7	13	19	25	26,50		
Finlandia	0	0	2,2	2,6	2,5	2,70		
Hungría	0	0,1	1,6	1,6	2	1,80		
Italia	0	0,2	2	4	4,7	4,90		
Países Bajos	0	0	3,6	4,6	4,5	5,20		
Polonia	0	1	4	5	6	5,00		
España	0	4	4	5	8	8,00		
Suecia	0	4,3	7,3	6,5	7	7,00		
Reino Unido	0	1,5	3,5	5,5	11	11,20		

Fuente: Elaboración Propia a partir de (US EIA, 2012) y (OECD-FAO, 2013). (a): Cuota de sustitución energética en la gasolina.

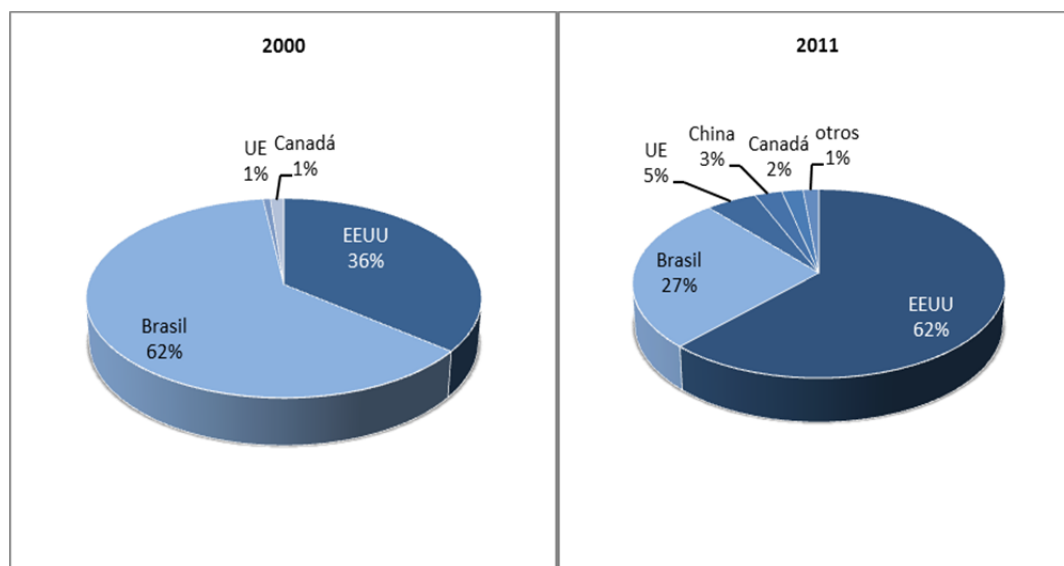
Como podemos observar en la tabla 3, entre los principales consumidores dentro de la OCDE, EEUU ocupa un lugar preponderante con un nivel de consumo de 838000 barriles diarios de etanol en 2011, cifra que representa 8 veces su consumo del año 2000. El porcentaje de etanol en mezcla ha llegado a ser de 5,8 %, siendo que la mayor cantidad de etanol en el transporte rodado de EEUU corresponde a mezclas menores del 10 % en gasolina, correspondiendo una cuota mucho menor a la que representa el consumo del biocarburante en altas mezclas como E85. Estas últimas requieren una mayor transformación del parque vehicular para elevar el consumo, así como una infraestructura de abastecimiento que facilite el consumo minorista, situación que se ha desarrollado notablemente a nivel de flotas públicas o usos corporativos, pero que todavía no ha llegado expandirse plenamente en el mercado automotor del sector privado (US EIA, 2012).



Fuente: elaboración propia a partir de (OECD, 2012a)

A pesar de la barrera del 10 % en mezcla que parece ralentizar el desarrollo del sector en EEUU (conocida como “Blend wall”), la OCDE prevé un crecimiento estimado del consumo en EEUU del 4,39 % para el periodo comprendido entre los años 2013 al 2022. El incremento de la demanda de biocarburantes desde los primeros años de la década del 2000, coincide con un periodo de repunte de los precios del petróleo, que durante la década anterior habían permanecido relativamente bajos y estables (OECD-FAO, 2011a).

Gráfico I – 72: Principales países consumidores de etanol



Fuente: Elaboración propia a partir de (US EIA, 2013)

En el Gráfico I-72 se puede observar claramente que la concentración del consumo de etanol a nivel mundial se encuentra localizada en el mercado norteamericano y el brasileño, y en mucho menor medida en la UE y otros consumidores mundiales. El crecimiento más marcado del consumo de etanol en la última década se ha producido en la Unión Europea. De un nivel de 2.000 barriles diarios de consumo en el año 2000 la Unión Europea ha pasado a consumir 103800 barriles diarios en el 2011, lo que representa 5 veces su consumo al inicio de la década. Los objetivos energéticos de

incremento de renovables en el transporte rodado, plasmados en la regulación europea y trasladada a la regulación interna de sus países miembros para favorecer el consumo del biocarburantes y otros combustibles renovables, han impulsado el consumo en mezclas del etanol de primera generación con gasolina en la UE. Con un porcentaje de mezcla requerido del 3,1 de etanol en gasolina, la UE es el tercer más grande consumidor del mundo, además de mostrar el crecimiento estimado más alto del sector para los próximos años. Dentro de la UE el mayor consumo en 2011 se ha producido en Alemania, Francia, España, Suecia y el Reino Unido.

Fuera de la OCDE el mayor consumidor a nivel mundial es Brasil con 332.400 barriles diarios en 2011, casi 2,3 veces el nivel de consumo del año 2000. El dato más relevante es que con un 46,2 %, Brasil representa el más alto porcentaje de volumen de etanol en gasolina del mundo por encima de EEUU y cualquier país de la Unión europea o de la OCDE. Como los demás países afectados por los shocks económicos derivados del abrupto incremento de los precios del petróleo en los 1970s, Brasil adoptó una serie de cambios en las políticas pre-existentes, con el fin de expandir el consumo de fuentes propias de energía, desde instrumentos regulatorios de mandato y control, hasta aquéllas medidas basadas en incentivos de mercado. Entre ellas, cabe resaltar las políticas enfocadas en cambiar los artefactos de conversión energética en el transporte, mediante el desarrollo de la tecnología y de la producción comercial de vehículos flexibles que pueden consumir tanto gasolina como etanol (OECD/ITF, 2008). Las expectativas de crecimiento económico en Brasil y del aumento del PIB per cápita junto a las características propias de su mercado de combustibles para el transporte, vislumbran un notable crecimiento del consumo en esta década, pudiendo llegar a duplicarse en el año 2020 si la tasa de crecimiento del consumo se mantiene cerca del 5 %. ⁴⁸

I.2.2.2.3. Comercio Internacional de etanol carburante

El comercio internacional de etanol todavía se encuentra poco desarrollado, pero representa la mayor proporción del comercio internacional de biocarburantes a nivel mundial, con un comercio neto de 3749 millones de barriles entre los años 2010 y 2012. Las importaciones promedio en este mismo periodo, son mayores en la Unión Europea con 1689, las que podrían llegar a duplicarse para 2022. En caso de EEUU cuyo nivel de importaciones es negativo respecto del periodo 2010-2012, se espera que sus importaciones se incrementen notablemente en alrededor de 7874 millones de barriles para el año 2022.

El incremento de las importaciones también alcanzan a otros países de la región asiática y americana. De acuerdo con la OCDE-FAO (2013), las importaciones de etanol en Japón han alcanzado los 877 millones de litros en 2010-2012, con una previsión de crecimiento de hasta 1450 millones para 2022, mientras que en Canadá las importaciones han llegado a los 349 millones con una previsión de 722 millones para el mismo año. Asimismo, otros países han incrementado sus importaciones de etanol carburantes. En Filipinas y Argentina y México han llegado a los 297, 157 y 139 millones respectivamente, con menores proyecciones de crecimiento que en caso de algunos países de la OCDE.

⁴⁸ Ver: (OECD-FAO, 2011a)

Tabla 1: Comercio Neto de etanol carburante en el mundo (Millones de litros)		
	2010-2012	2022
Canadá	-349	-729
EEUU	1624,00	-7874,00
Brasil	1823,00	11818,00
Colombia	-0,75	3,48
UE -27	-1689,00	-3837,00
Australia	-23,00	-26,00
Sudáfrica	177,00	121,00
China	77,00	441,00
India	-36,00	-86,00
Tailandia	141,00	502,00
Total mundo	3749,00	12259

Fuente. Elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2013)

Aun con la caída de la producción en los últimos años, el mayor exportador mundial de etanol continúa siendo Brasil con 1624 millones de barriles de etanol de caña de azúcar, representando alrededor del 47 % de las exportaciones en el periodo 2010-2012. Además se prevé un importante crecimiento de sus exportaciones para el año 2020. Las exportaciones de etanol brasileño tienen como principales destinos finales los países de la OCDE, como EEUU, la UE o Japón. En el caso de las exportaciones a EEUU cabe mencionar que las exportaciones directas de etanol deshidratado de Brasil han estado restringidas por lo que ingresaban a través de los países caribeños que mantienen acuerdos comerciales de liberalización arancelaria con EEUU, basados en la Iniciativa para la Cuenca del Caribe. Posteriormente la eliminación de los aranceles ha abierto el camino al mercado norteamericano. Sin embargo, esta apertura comercial ha coincidido con la caída de la producción de etanol en Brasil y con la consecuente reducción del nivel de exportaciones. (OECD/ITF, 2008)

Asimismo, EEUU ha incrementado notablemente sus exportaciones de etanol carburante en el periodo 2010-2012. Los grandes productores de etanol de maíz, situados en el "Corn belt" estadounidense, han visto afectadas sus expectativas de expansión del consumo en el mercado de carburantes desde la promulgación de la EISA -2007 que regula el nuevo estándar de combustibles renovables para el transporte. El establecimiento de un límite cuantitativo global al uso del etanol de maíz para cumplir con el RFS-2, y la apertura comercial al etanol brasileño (considerado por el RFS-2 como biocombustible avanzado y más sostenible que el etanol de maíz), ha podido hacer virar la producción estadounidense hacia los mercados internacionales, tradicionalmente dominados por las exportaciones brasileñas de etanol de caña de azúcar.⁴⁹ Bastante más lejos están las exportaciones de Sudáfrica y China con 177 y 76 millones de litros de etanol carburante, aunque la OCDE espera un incremento significativo de sus exportaciones.⁵⁰

En cuanto a las previsiones sobre el comercio internacional de biocombustibles las opiniones son diversas. A pesar de las expectativas de crecimiento del comercio internacional de etanol que prevén organismos como la OCDE o la FAO, algunos organismos regionales como la CEPAL advierten cierto

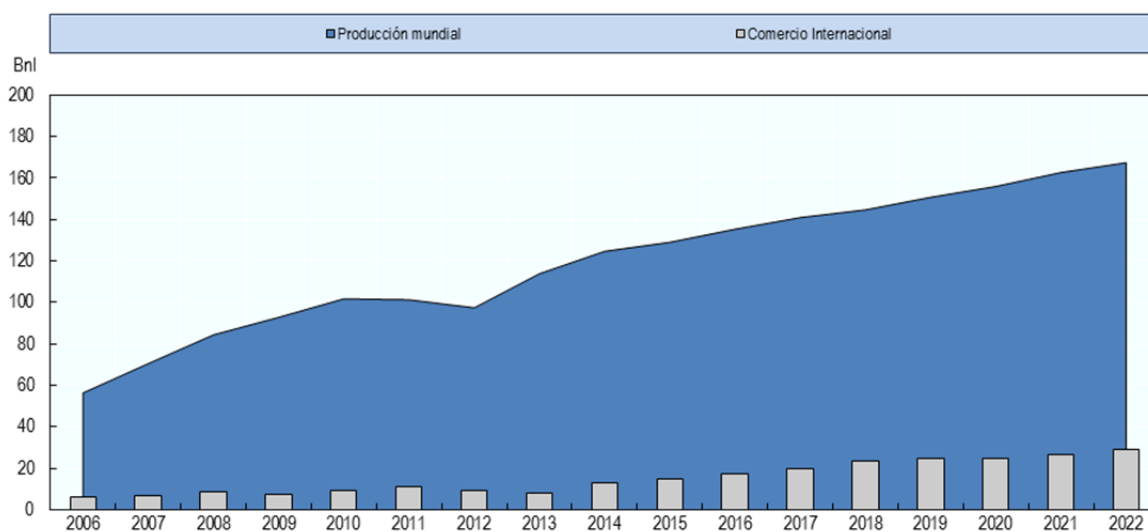
⁴⁹ Ver: EISA (2007)

⁵⁰ Ver: (OECD/ITF, 2008)

pesimismo en relación al desarrollo del mercado internacional de etanol. Desde el punto de vista de la CEPAL las perspectivas de expansión del mercado mundial de etanol carburante son todavía muy inciertas debido al proteccionismo de los países desarrollados, quienes representan la mayor parte de la demanda mundial de etanol. Asimismo dicha institución considera que para un mayor desarrollo del mercado de etanol, es necesaria una mayor liberalización del comercio de productos agrícolas, de manera que los países en vías de desarrollo con ventajas comparativas para las exportaciones de biocarburantes puedan aprovecharlas en el comercio internacional. En este sentido ha habido algunos progresos y retrocesos en los mercados de EEUU y la UE. (Furtado, A CEPAL, 2009)

Sin embargo las previsiones de organismos Internacionales como la OCDE o la FAO son más positivas que las advertidas por la CEPAL. Pese al decrecimiento significativo en 2010 de las exportaciones de Brasil por la escalada en los precios del azúcar y por los cada vez más competitivos precios del etanol de maíz producido en EEUU, se espera una significativa recuperación del comercio internacional en los próximos años. En un escenario de altos precios internacionales del azúcar, el etanol de caña de azúcar no recuperará su competitividad y el coste de oportunidad será mayor para los productores, que destinarán más factores de producción a abastecer los mercados alimentarios. La situación contraria, en el mercado de alimentos reduciría el coste de oportunidad y reactivaría la producción y las exportaciones brasileñas decaídas en los años precedentes.

Gráfico I – 73: Comercio neto de etanol y previsiones futuras de expansión.



Fuente: Elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2013)

De acuerdo con las previsiones de la OCDE-FAO (2013), el comercio internacional puede crecer notablemente. La mayoría de esta expansión comercial se dará por el incremento del comercio entre Brasil y EEUU. Se espera que las importaciones estadounidenses de etanol de caña de azúcar producido en Brasil crezcan alrededor de los 14,6, billones para 2022, dado que representa la alternativa más económica para alcanzar los objetivos de consumo obligatorio de carburantes renovables. Al mismo tiempo, se espera un incremento sustancial de las exportaciones estadounidenses de etanol de maíz, que como hemos mencionado líneas arriba se ha visto afectado por las restricciones a su uso establecidas en el RFS-2. Asimismo, la UE incrementaría sus importaciones de etanol a 2 billones de litros. De acuerdo con estas previsiones se espera un crecimiento de las exportaciones de otros países con potencial para el desarrollo de la industria del

etanol carburante, así como el desarrollo esperado de biocarburantes de segunda generación, los países en vías de desarrollo como Brasil, Tailandia y Pakistán serían exportadores netos de etanol carburante, a las economías de la OCDE. Sin embargo, las restricciones al comercio en grandes mercados como el europeo, podría redirigir las exportaciones ante la expansión del consumo en mercados existentes en Asia y América.

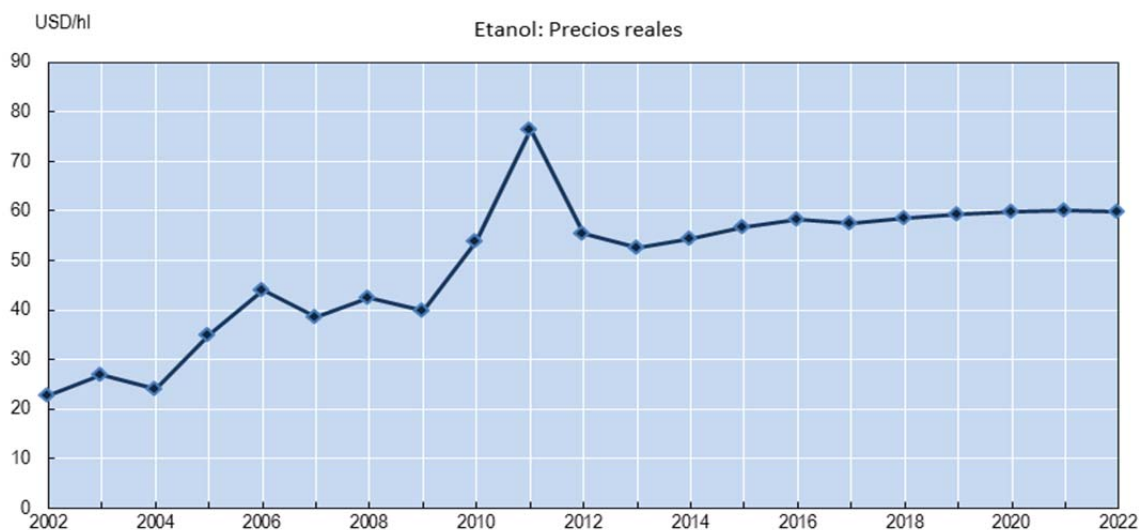
Aunque los mercados son diferentes y los modelos regulatorios de estos mercados buscan en la mayoría de casos maximizar su potencial productivo de acuerdo a sus ventajas comparativas, la expansión de la industria en el mercado internacional de etanol carburante está determinada en gran medida por los beneficios marginales que las empresas del sector privado agroindustrial obtienen en el negocio de la producción de etanol. Estos beneficios marginales promueven la inversión y el desarrollo del sector, ya sea que el destino de la producción sea el consumo interno o la exportación. Pero estos beneficios están fuertemente condicionados por factores como la situación general de la economía, los precios internacionales de la energía y de las materias primas, así como de las condiciones regulatorias en que se desarrolla la producción doméstica, y que influyen directamente en la oferta y demanda del biocarburante.

Según la OCDE-FAO (2011), la caída de la economía entre 2008 y 2010 tuvo directas consecuencias en los mercados de biocarburantes. La debilidad de los precios de la energía ocasionó una notable reducción en los beneficios de las plantas de biocarburantes líquidos, lo que junto con la crisis financiera, disminuyó la velocidad de las inversiones de sector privado en todo el mundo. Asimismo la reducción del apoyo político para los biocarburantes en algunos países a causa de las preocupaciones acerca de la sostenibilidad ambiental de su producción, contribuyó a ralentizar la expansión de la capacidad de la industria en el sector.

Cuando se compara con los niveles de precios pico en 2008, el precio de etanol cae un 6 % en 2009. Desde la segunda mitad de 2009, la renovada estabilidad en los precios del petróleo y el respaldo político para obligaciones de mezclas mayores en algunos países, han impulsado y acelerado la demanda de etanol, así como de las materias primas usadas para su producción. Esto ha contribuido en el fortalecimiento de los precios internacionales del biocarburante.⁵¹ Es así que en 2010 el precio mundial del etanol se incrementó en más de 30 % en medio de un contexto internacional de aumento de las materias primas agro-energéticas, principalmente por el alza del azúcar y el maíz, así como por la estabilidad de los precios de la energía.

Gráfico I – 74

⁵¹ Ver: OCDE-FAO (2011)



Fuente. Elaboración propia a partir de OCDE-FAO (2013)

A diferencia del período 2007/2008, donde los precios del etanol no siguieron el camino de dejado por los incrementos de los precios de los agro-energéticos y se redujeron los márgenes de ganancias del etanol, desde 2010 la recuperación de los precios de la energía y la estabilidad de las materias primas han permitido mejorar la competitividad del etanol frente a los combustibles fósiles y ha favorecido el comercio internacional del biocarburante. En este contexto, se espera en los próximos años un aumento de la competitividad del etanol en el mercado de combustibles para el transporte rodado, en la medida que sus precios se incrementen a menor velocidad que los precios del petróleo.⁵²

A pesar de la caída de los precios de etanol en el corto plazo, las previsiones de la OCDE sobre la evolución de los precios del etanol carburante son de incremento y fortalecimiento en el mediano plazo de alrededor de un 8 % entre 2013 y 2022.⁵³ Una serie de factores pueden influenciar el nivel de precios. En primer lugar se espera que los precios del petróleo se incrementen en un 7 % durante el mismo periodo. Esto llevaría a una expansión en el consumo de etanol carburante por los propietarios de vehículos "flex-fuel" en Brasil, en alrededor de un 50 %, ejerciendo una presión al alza en los precios mundiales del etanol en el mediano plazo.⁵⁴

Asimismo, las políticas que afectan al sector tienen un notable impacto en los precios internacionales de etanol carburante. Por ejemplo, en el caso de EEUU, a pesar de que la postergación del cumplimiento del RFS-2 mediante el uso de los biocarburantes de celulosa podría ser compensada reduciendo la cuota de otros biocarburantes avanzados, y ante la imposibilidad de

⁵² Ver: OECD-FAO (2011)

⁵³ Por un lado, esta caída ha sido consecuencia de una serie de factores como la caída de los precios de las materias primas especialmente del azúcar, así como la expansión de la producción en Brasil y la caída de las importaciones en China y la Federación Rusa. Como respuesta el gobierno brasileño ha incrementado los mandatos obligatorios de mezclas de gasolina con etanol anhidro, de un 20 % a un 25 % en mayo del 2012. Por otro lado, el incremento de las mezclas de etanol en EEUU, ante la inminente eliminación de los subsidios del VEETC y la apertura de EEUU al comercio internacional con la eliminación de los aranceles a las importaciones, trajeron abajo los precios del etanol de Maíz, aun con un alto nivel de precios de las materias primas. (OECD-FAO, 2013)

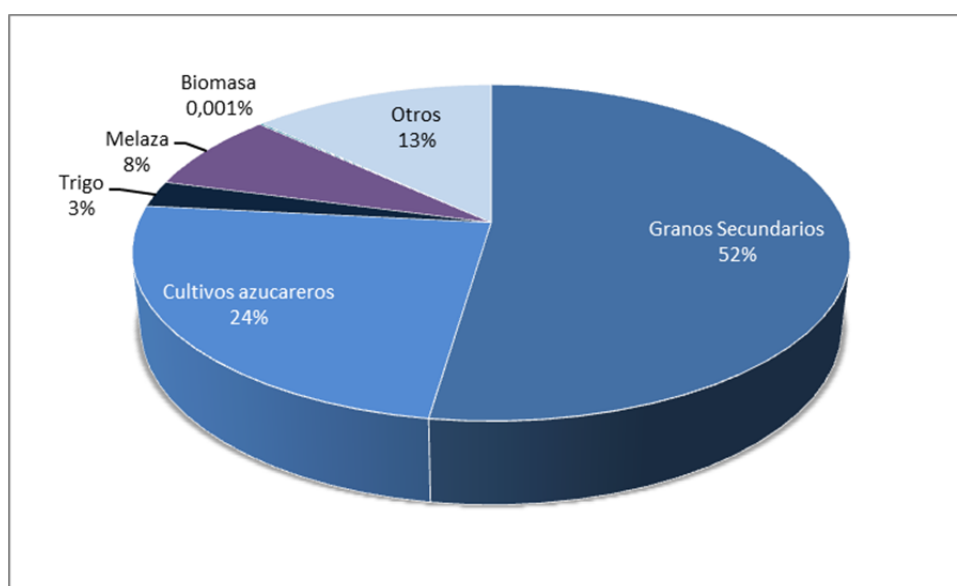
⁵⁴ Esto suponiendo que la PETROBRAS deje de congelar los precios y por tanto deje de subvencionar el consumo de gasolina en el mercado de carburantes para el transporte rodado. (OECD-FAO, 2013)

utilizar etanol de maíz para cubrir la brecha la demanda regulada de biocarburantes avanzados por estar limitado por la propia regulación, el cumplimiento del RFS-2 para biocarburantes avanzados sería alcanzado mediante una considerable expansión del uso del etanol carburante de caña de azúcar producido en Brasil. Esto también ejercería un notable presión sobre los precios mundiales de lo biocarburantes en el mediano plazo. Asimismo, aun cuando la expansión de la regulación de mezclas al 15 % en los vehículos producidos desde 2001 pueda incrementar el consumo de etanol carburante, será necesaria desarrollar la cadena de valor del E85 y expandir el uso de los vehículos “flex-fuel” para cumplir con las obligaciones de consumo establecidas en el RFS-2 para el etanol.⁵⁵

I.2.2.3. Materias primas para la producción de etanol carburante

Las principales materias primas utilizadas para la producción de etanol son los granos secundarios y los cultivos agrícolas azucareros. Dentro de los granos secundarios, la más importante materia prima es el maíz, y dentro de los cultivos azucareros, la caña de azúcar. Las materias primas para la obtención de etanol son un elemento esencial que junto a los precios del petróleo, determina en gran medida sus costes de producción. Un aspecto fundamental dentro de la industria de los biocarburantes líquidos como el etanol, es la reducción de los costes de producción u obtención de las materias primas, con el fin de hacer más competitivo el combustible renovable frente a la gasolina. Tener una gran capacidad de producción agroindustrial de materias primas, es una característica de los principales productores mundiales de etanol. La gran capacidad de producción de granos secundarios en EEUU, especialmente de maíz en el “Midwest” estadounidense, así como la gran capacidad de producción de caña de azúcar en la región Centro-Sur Brasileña, reflejan el dominio de estas materias primas en la matriz de producción global de etanol carburante, como puede observarse en el gráfico I-75.

Gráfico I – 75: Matriz de cuotas de las materias primas para la producción de etanol carburante



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE-FAO (2013)

⁵⁵ Ver: (OECD-FAO, 2013)

El incremento de las tierras de cultivo, así como la mejoras en la productividad a través del de las mejoras de eficiencia en el uso de los factores de producción agraria, determina gran parte del potencial en la producción del etanol. Sin embargo, las importaciones de cultivos agro-energéticos también juegan un rol muy importante en la producción, aunque en los mercados actuales el peso de la producción final de biocarburante recae sobre la industria agrícola doméstica para la provisión de los insumos agrícolas.⁵⁶

A pesar que en la actualidad el uso de granos secundarios representa la mayor cuota de productos agrícolas utilizados para la producción de etanol carburante, se espera que su utilización se reduzca alrededor de un 10 % en el mediano plazo, una reducción correspondiente al 12 % de la producción mundial de granos. Una de las principales razones sería la exclusión del etanol de maíz de las alternativas para cumplir con el estándar RFS-2 de carburantes renovables en el mercado estadounidense. Por el contrario, los cultivos azucareros, como la caña de azúcar o la remolacha azucarera incrementarían su cuota de participación en la producción de etanol hasta alcanzar alrededor del 27 % de la producción global del biocarburante en el mediano plazo, requiriendo esto 28 % de la producción mundial de caña de azúcar. Asimismo, la reducción del uso de cereales como el trigo para la producción de etanol, podrá ser compensada por el incremento de la producción de biocarburantes de segunda generación de lignocelulosa, con un cuota estimada de alrededor del 10 % para 2022, impulsada por la expansión del uso de etanol de celulosa establecida en un 27 % por el RFS-2 en el mercado de EEUU, la que será cubierta no solamente por residuos, sino también por “*Switch Grass*”.⁵⁷

En relación con los precios de las materias primas para la producción de etanol, la expansión de la demanda energética en relación con la producción de etanol, puede incrementar significativamente la demanda global de productos alimentarios y afectar los precios de los productos en los mercados alimentarios. Como las materias primas para la producción de etanol de primera generación son básicamente productos agroalimentarios, el mercado internacional ya no solo responde a la demanda alimentaria sino también a la demanda energética. En este sentido la FAO (2011) considera que la producción de biocarburantes ha sido una de las mayores causas del incremento de la demanda de insumos agrícolas en los años recientes, acercando los mercados agrícolas al sector energético, cuyas demanda presenta características bastante diferentes a las de la demanda alimentaria, sobre todo en lo que respecta a la inelasticidad precio de la demanda energética. Así mismo, éste organismo considera también que la demanda energética de los biocarburantes líquidos es una variable importante al momento de explicar la variabilidad en los precios de los alimentos en los últimos años.

Sin embargo el mercado mundial de productos alimentarios no solamente se encuentra influenciado por la expansión de la demanda, a causa de incremento de la producción de etanol carburante, sino también por otros factores económicos que inciden directamente en la demanda global. Los cambios

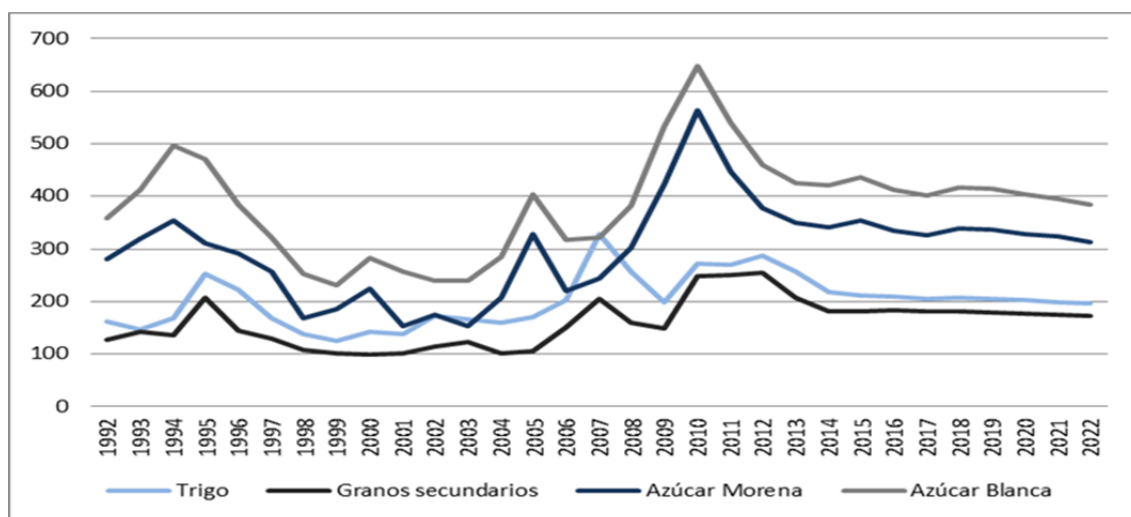
⁵⁶ Además del incremento del comercio internacional de etanol, la OECD prevé un incremento significativo de los volúmenes del comercio internacional de productos agrícolas usados para la obtención de etanol en 2020 comparado con el promedio del comercio en 2008-2010, principalmente un aumento del 20% de los granos secundarios y el azúcar. (OECD-FAO, 2011a)

⁵⁷ El “*Switch grass*” es un tipo de hierba perenne que generalmente crecen como plantas singulares en grupos, penachos, montículos, o racimos; en lugar de formar un césped o jardín, en prados, pastizales y praderas. Es una biomasa con gran potencial energético que aparece desde los 55° de latitud norte en el Canadá, y se extiende con dirección sur por EEUU hasta México inclusive. Ver: (Ellsworth & Kauffman, 2010)

macroeconómicos como el sostenido crecimiento que presentan las grandes economías emergentes, así como los factores demográficos, han dado forma a la demanda mundial de productos agrícolas alimentarios que se usan para la producción de biocarburantes en los últimos años. Actualmente, el incremento del ingreso y el aumento de la población en las grandes economías emergentes, principalmente los BRICS, han reforzado la resistencia de su demanda al incremento de precios, contribuyendo fuertemente al sostenimiento de la demanda de productos agrícolas. Asimismo, el crecimiento de la demanda alimentaria es particularmente alto en países con bajos pero crecientes ingresos, debido a que gran parte del incremento del ingreso se destina a mejoras en la dieta alimenticia, lo que incrementa el uso de cereales para aumentar la producción ganadera y el consumo de alimentos con mayor valor agregado. En contraposición a este incremento de la demanda alimentaria y los cambios en los patrones alimenticios en los países en vías de desarrollo, se encuentran los países desarrollados de altos ingresos per cápita y con mercados saturados de productos alimentarios. En estos países, donde el suministro de etanol es mayor que en los demás, la FAO prevé no solo un estancamiento sino hasta un declive de la demanda alimentaria a favor de un mayor uso energético de las materias primas agrícolas.⁵⁸

Otros factores importantes que han afectado los mercados de materias primas agro-energéticas, han sido factores exógenos de naturaleza climática, causados por grandes sequías e inundaciones en los principales países productores, el aumento de los precios del petróleo, así como la escasez de otros factores de producción como el agua y la tierra. Debido a estos factores, los principales productos agrícolas usados para obtención de etanol y otros biocarburantes han experimentado un importante nivel de inestabilidad y volatilidad en sus precios internacionales.⁵⁹

Gráfico I – 76: Precios de los cultivos y productos relacionados con la producción de etanol carburante de primera generación



⁵⁸ Asimismo, la OCDE (2011) señala que los tipos de cambio, al igual que los precios de los insumos agro-energéticos han fluctuado significativamente y han afectado la competitividad de los países en el comercio internacional. La depreciación del dólar respecto a muchas otras monedas ha incrementado los precios nominales en dólares de los productos agrícolas, y ha beneficiado la competitividad de la producción de algunos productos agrícolas en los EEUU, incrementando la oferta. Además, el rebote de las políticas coyunturales de restricciones al comercio internacional ha terminado por cortar los suministros y agravar la subida de los precios de los productos a nivel mundial, y en particular el precio de los cereales.

⁵⁹ Ver: FAO-OCDE (2011)

Fuente: Elaboración propia a partir de FAO-OECD (2013)

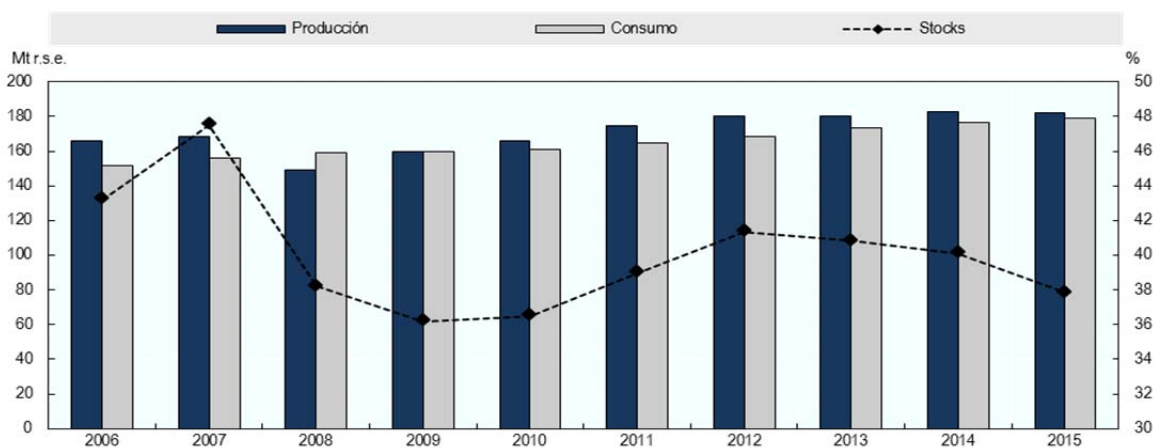
Como se puede observar en el gráfico I-76 los precios de las materias primas más utilizadas para la producción de etanol en EEUU, Brasil y la UE han atravesado un período de inestabilidad y volatilidad en los últimos años. En general el incremento de los precios de los cultivos agrícolas ha podido ser la causa de la caída de la producción de biocarburantes en algunos países como Brasil, situación que se ha agudizado por el bajo nivel de los stocks, fundamentales para compensar los periodos de escasez de las materias primas y reducir la volatilidad de sus precios. El incremento de los precios del trigo y los cereales secundarios se han acercado a sus máximos del 2008 a principios del 2011. Por su parte los mercados del azúcar han venido atravesando un periodo de alta volatilidad y picos de precios que han llegado a sus niveles máximos de los últimos 30 años en febrero del 2011, como resultado de la reducción de los stocks globales a sus niveles mínimos en 20 años, situación que repotenció la volatilidad en los precios de esta materia prima (OECD-FAO, 2013).

A continuación daremos un panorama de los mercados de las principales materias primas para la producción de etanol.

I.2.2.3.1. Cultivos Azucareros

El azúcar es el edulcorante de origen biológico, constituido por cristales de sacarosa que son obtenidos a partir del procesamiento industrial de cultivos como la caña de azúcar (*Saccharum officinarum L*) o la remolacha azucarera (*Beta vulgaris*). Mientras que las principales zonas de cultivo de la remolacha azucarera se encuentran en regiones del planeta con climas templados como Norteamérica o Europa, la caña de azúcar es típica de zonas con climas tropicales, ubicadas casi exclusivamente entre los 30 grados de latitud sur y norte. Mientras que la remolacha azucarera requiere niveles óptimos de fertilización, la caña de azúcar necesita un nivel alto de nutrientes, dada la gran masa vegetal producida.⁶⁰

Gráfico I – 77: Panorama actual del mercado mundial de azúcar



Fuente: FAO-OCDE (2013)

Asimismo, mientras que los rendimientos de la remolacha se sitúan entre la 40 y 60 toneladas por hectárea y el contenido de azúcar se encuentra ente 16 % y 18 %, los rendimientos de la caña de

⁶⁰ Ver: Pontificia Universidad Católica de Chile (2003)

azúcar alcanzan entre las 60 y 120 toneladas por hectárea y presentan en promedio un contenido de azúcar del 12 %. Cabe mencionar que por razones fitosanitarias, la remolacha solamente puede ser cultivada en el mismo suelo por 4 años. En el caso de la caña de azúcar, los rendimientos y el contenido de azúcar van disminuyendo progresivamente con la edad de las plantaciones, por lo que en general las plantaciones de caña no sobrepasan los 4 o 5 cortes.⁶¹

Dos son los principales tipos productos: el azúcar refinada o blanca y el azúcar crudo. Dentro de cada una, existen distintas categorías de acuerdo con la calidad de los productos. Como el azúcar cruda se puede obtener solamente del procesamiento industrial de la caña, mientras que el azúcar refinada puede obtenerse tanto de la caña como de la remolacha azucarera, los productores de azúcar que utilizan caña de azúcar, tiene una mayor flexibilidad para responder ante a variación de los precios relativos entre ambos productos⁶²

Estas características edafo-climáticas de los principales cultivos azucareros, junto al desarrollo industrial manifiestan las ventajas comparativas de partida de los productores de países ubicados en climas tropicales como Brasil o India, frente a los productores de países de climas templados como EEUU, o los países de la Unión Europea. Sin embargo, el mercado internacional del azúcar es uno de los mercados de productos alimentarios que presenta la mayor cantidad de distorsiones, fundamentalmente originadas por la permanente intervención de los gobiernos para proteger su industria doméstica de la competencia exterior, mediante una serie de instrumentos de distinta índole como las ayudas estatales a la producción, la protección en la frontera, los subsidios a las exportaciones etc. No olvidemos que el comercio internacional de productos agrícola fue deliberadamente excluido del GATT y ha sido materia de las más duras negociaciones norte-sur desde entonces y más recientemente en el marco del OMC. Como consecuencia de los amplios niveles de intervención, el mercado del azúcar es sumamente volátil y los precios significativamente inestables, siendo bastante probable que en la industria azucarera el proteccionismo y la volatilidad se retroalimenten mutuamente.⁶³

En consecuencia el mercado internacional del azúcar puede ser visto como dos grandes mercados: el mercado protegido y el mercado libre. En el mercado protegido podemos encontrar los grandes mercados de los países y regímenes políticos que aplican las mayores políticas de protección el sector como EEUU (*Farm Bill*), la Unión Europea (PAC), o la política agrícola Canadiense. Para participar en estos mercados es necesario establecer acuerdos preferenciales y /o contratos a largo plazo implementados generalmente en el marco de un sistema de cuotas. En el mercado libre, por el contrario, las transacciones se realizan sin la necesidad de establecer algún tipo de acuerdo preferencial o convenios especiales previos. Las transacciones se realizan generalmente en las distintas bolsas azucareras, como las bolsas de Nueva York, Londres, París, y Hong Kong.⁶⁴ Como podemos observar en el gráfico 1-77 la producción mundial de azúcar se ha recuperado desde la caída en 2008 y 2009, hasta superar el consumo global en desde 2010 hasta la actualidad.

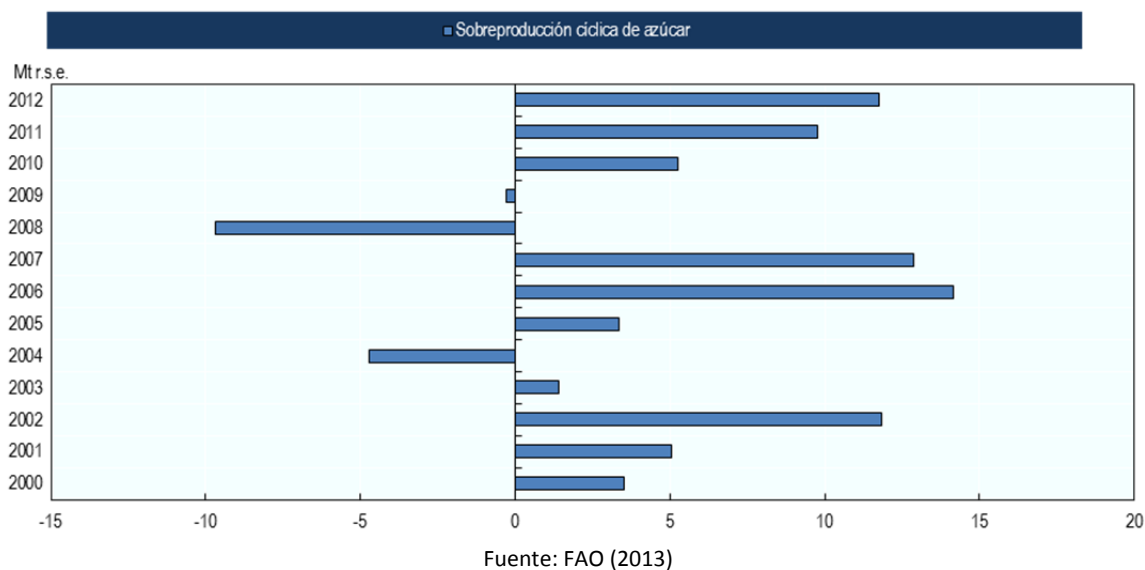
⁶¹ Ver: Pontificia Universidad Católica de Chile (2003)

⁶² Ver: (Sheales, Gordon, Hafi, & Toyne, 1999)

⁶³ Ver: (Lord, Barry, & Fry, 1989)

⁶⁴ Ver : (Larson & Borrel, 2001)

Gráfico I – 78: Sobreproducción mundial de azúcar



Una de las consecuencias de la distorsión de los mercados del azúcar es la sobreproducción y la caída de los precios de los productos, uno de los problemas endémicos que han venido enfrentando los grandes productores de azúcar en el mundo por décadas. En el gráfico I-78 podemos observar que en la actualidad la sobreproducción de azúcar parece adquirir un componente cíclico.

En el caso de la Unión Europea el sistema de cuotas venido operando desde los orígenes de la política agrícola común para el azúcar en 1968, que actualmente limita la producción de la UE en 13,3 Millones de toneladas que se reparten finalmente entre los estados miembros. Los excedentes de estas cuotas no pueden ser vendidos como azúcar en el mercado único, por lo que son utilizadas para la industria química y la producción de biocarburantes, o son exportadas al mercado internacional. Una remoción de las políticas de cuotas como la propuesta por la UE podría reducir el déficit de producción en la UE incrementar el uso de la remolacha para la producción de azúcar, y reducir su uso para la producción de etanol carburante en el mercado común (Elbehri, Umstaetter, & Kelch, 2008).

Como en el caso de la UE, el mercado estadounidense se encuentra fuertemente influenciado por la política agrícola vinculada al azúcar. El USDA establece un programa de apoyo a los precios del azúcar, al administrar la cantidad producida a nivel federal y la cantidad de las importaciones que son comercializadas en el mercado. El déficit observado entre producción y consumo de azúcar en EEUU, incrementa el coste de oportunidad del uso de los cultivos azucareros para la producción de etanol, siendo cubierta la brecha entre el consumo y la producción de azúcar por los países con los que mantiene tratados preferenciales de comercio como México en el marco del NAFTA (Wainio, Gehlhar, & Dyck, 2011).

Como hemos mencionado líneas arriba, además de su uso alimentario, el otro destino más importante de los disacáridos es la producción de alcoholes, entre los que se encuentra el etanol carburante usado en los mercados de energía. La producción de etanol derivada de azúcar obtenida desde diferentes materias primas se ha incrementado notablemente en los últimos años, siendo la derivada de la caña la principal materia prima utilizada en la producción total. La caña de azúcar

crece en zonas tropicales y subtropicales y es difícil su cultivo en zonas geográficas con climas fríos donde no se dan las condiciones edafo-climáticas necesarias para su producción.

Aunque el uso de la caña de azúcar para la producción de etanol represente la mayor cuota de utilización respecto a los cultivos azucareros no es la única utilizada para la producción de etanol a nivel mundial, otros cultivos azucareros como, la remolacha azucarera o la melaza vienen siendo utilizadas para su producción, principalmente en países de la OCDE. En la actualidad, mientras que el uso de la caña de azúcar en la producción de etanol representa el 15 % de la producción mundial de caña, el uso de la remolacha azucarera utilizada para la producción de etanol alcanza el 5 % (OECD-FAO, 2013).

Estos usos señalan que la mayor producción de bioetanol a partir de cultivos azucareros se realiza en países que están fuera de la OCDE y que disponen de una mayor riqueza de materias primas especialmente de caña de azúcar, cuya producción representa casi 10 veces el nivel de producción de la OCDE. La distribución geográfica de las materias primas utilizadas para la producción de etanol también está en relación con los niveles de producción mundial de azúcar donde la producción en estos países representa 3,3 veces el nivel de producción de los países agrupados en la OCDE, en donde domina el cultivo de la remolacha azucarera como materia prima.

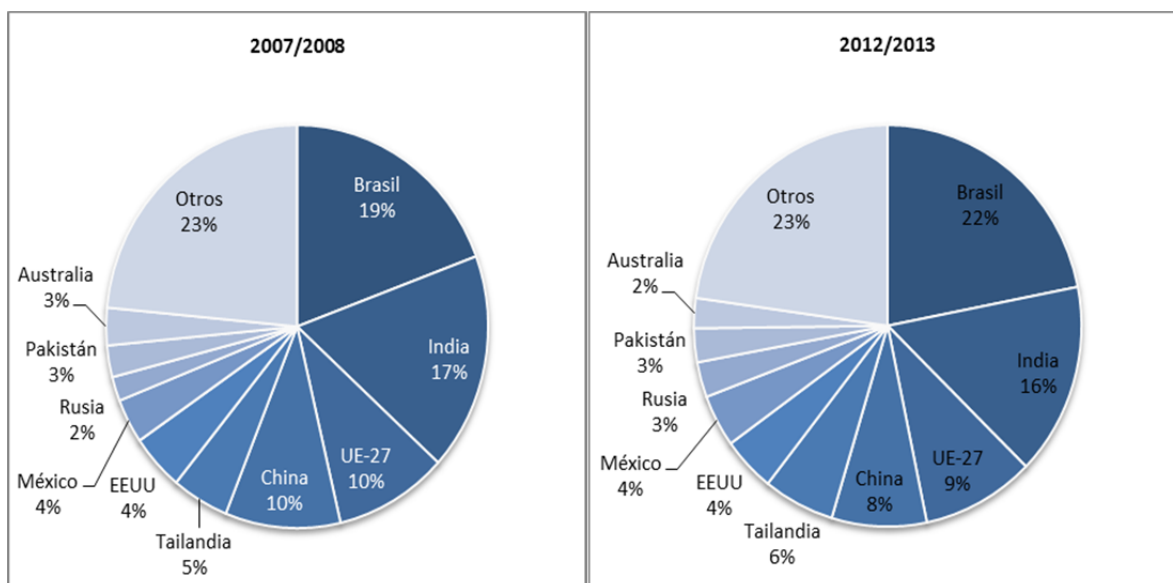
Tabla I – 6: Distribución mundial de cultivos azucareros y productos alimentarios

	Productos	Promedio 20102011-2012/2013		2022-2023 Ets.	
		OCDE	No-OCDE	OCDE	No- OCDE
Producción	Remolacha	195,8	55,9	199,9	72,6
	Uso en etanol	17	–		
	Caña de A.	72,2	1631,7	82,2	1914,0
	Uso en etanol	–	350		
	Azúcar	41,2	132,6	45,1	167,1
	HFCS	11,7	2,5	13,3	3,1
Consumo	Azúcar	49,3	115,5	50,6	153,6
	HFCS	10,2	3,7	10,7	5,3
Stocks	Azúcar	17,2	47,1	18,2	55,7

Fuente: Elaboración propia a partir de FAO (2013) y FAO (2011). HFCS= *High fructose corn syrup*.

Entre los principales productores de azúcar a nivel mundial, se encuentra en primer lugar Brasil con una producción basada en la caña de azúcar y que ha representado el 22 % de la producción mundial en la zafra 2010-2011. La consolidada industria azucarera brasileña ha incrementado su nivel de producción desde la cosecha 2007-2008. Este elevado nivel de producción tiene como consecuencia un gran superávit que lo convierte en el principal exportador mundial de azúcar, seguido por Tailandia y Australia. El segundo más grande productor a nivel global es India, que representa el 16 % del mercado mundial de azúcar (2013), siendo además otro importante exportador. Asimismo, el azúcar producido en la Unión Europea presenta una gran cuota en la producción global que alcanza el 9 % a base principalmente de remolacha azucarera. Otros grandes productores son China, que alcanza el 8 % de la producción mundial, y Tailandia, importante productor de etanol con el 6 % de la cuota mundial.

Gráfico I – 79: principales productores mundiales de azúcar



Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2014)

De acuerdo con la OCDE (2013), los precios del azúcar serán lo suficientemente atractivos para fortalecer los niveles de inversión en los cultivos azucareros y esto conduciría a un incremento de la producción. La caña de azúcar sería la principal materia prima que contribuiría al incremento de la producción hasta representar alrededor del 88 % de la producción final de azúcar en 2022, mientras que la remolacha contribuiría modestamente con tal incremento principalmente por el incremento de los cultivos en EEUU y la UE. Los países en vías de desarrollo, que representan el grueso de la producción y el consumo mundial de azúcar, serán los responsables de la mayor parte de este incremento en el mediano plazo, mientras que, el incremento de la producción en los países industrializados solo sería marginal. En el caso de Brasil, la expansión de las plantaciones de caña de azúcar destinadas a la producción de etanol carburante, determinarán en gran medida el incremento de la producción, así como el comportamiento de los precios mundiales del azúcar en la década actual.⁶⁵

De acuerdo con la OCDE-FAO (2013), uno de los principales rasgos observados en el mercado mundial del azúcar durante la pasada década, ha sido el pronunciado incremento de los costes de producción, una tendencia que ha afectado no solamente a los productores industriales de caña de azúcar sino también a los de remolacha azucarera. Asimismo, los precios y las ganancias de productividad no han podido compensar el incremento de los costes de producción, elevando la presión sobre el negocio del azúcar. Esto se ha visto más claramente en el caso de la Industria Brasileña, el más grande productor y exportador de azúcar del mundo, que ha visto duplicarse sus costes de producción entre 2001 y 2011. Dada la cuota de Brasil en el mercado internacional del azúcar, los precios internacionales han tendido a incrementarse para incorporar el incremento de los costes de producción de la industria brasileña.

Entre los principales factores que han incrementado los costes de producción se encuentran los costes de la energía, principalmente el incremento del petróleo en un 14 % cada año entre 2002 y

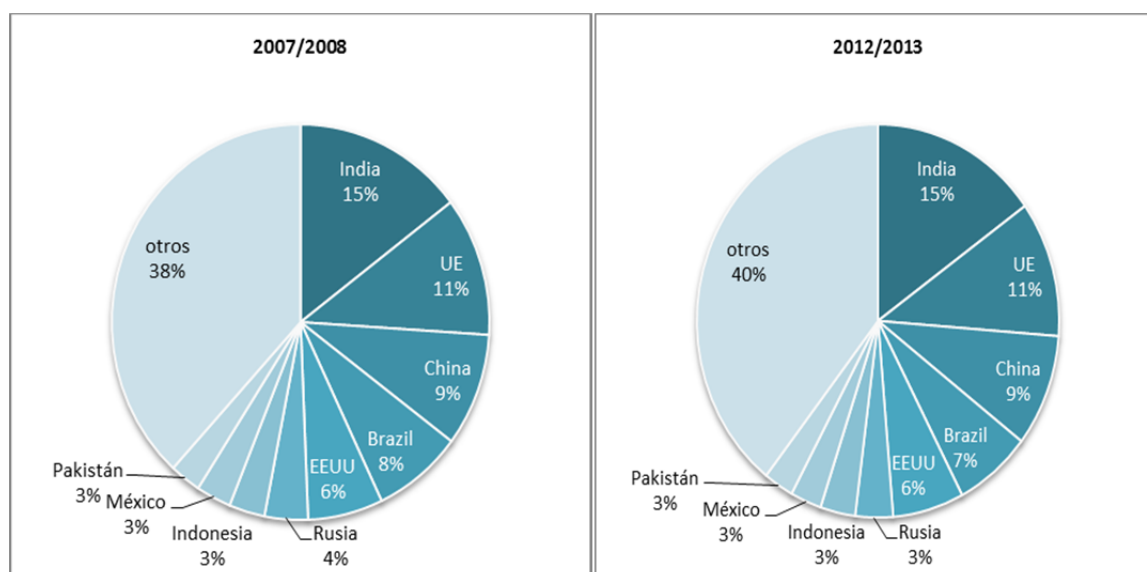
⁶⁵ Ver: OCDE-FAO: (2013)

2012 y de los fertilizantes y algunas variables *proxies* como el precio del acero, se incrementaron en un 13 % y un 11 % en el mismo periodo respectivamente. Debido a que la industria del azúcar es un gran consumidor de inputs energéticos como el diésel y de fertilizantes, los costes de producción por tonelada han reflejado el incremento del precio de los insumos de producción. El incremento de los costes laborales y de las tasas de interés, impulsados por el crecimiento económico de las economías emergentes y la inflación doméstica asociada, también ha reducido los márgenes de beneficios de las industrias, aun teniendo en cuenta las ganancias de productividad en el sector. Asimismo, la apreciación del “real” brasileño frente al dólar, ha elevado el coste relativo de producción brasileña en términos de dólares estadounidenses.⁶⁶

Los más grandes consumidores de azúcar en el mundo son India, EU-27, China, Brasil y EEUU, en ese orden y juntos representan casi el 50 % del consumo mundial de azúcar. India, el más grande consumidor de azúcar en el mundo representa el 15 % del consumo global, sin embargo por el ligero superávit que presenta su mercado doméstico, ha venido destinando algo de sus materias primas a la producción de etanol, aunque el grueso de éste superávit termina siendo utilizado para la producción de azúcar en el mercado internacional.

El segundo más grande consumidor a nivel mundial es la Unión Europea con una cuota de consumo del 11 %. Su producción doméstica de materias primas, parte de la cual va a parar a la producción de etanol carburante, no cubre la demanda interna y esto convierte a la región en uno de los principales importadores de azúcar en el mundo, junto a EEUU, Indonesia y China. En este sentido la modesta utilización de cultivos azucareros para la producción de etanol en países que no pueden cubrir la demanda interna de azúcar como la UE y EEUU, coincide con una política de mayor protección al sector del azúcar y con una mayor utilización de otros productos agrícolas para la producción de etanol carburante, (maíz, cereales, etc.), donde presentan una mayor capacidad de producción frente al consumo interno.

Gráfico I – 80: Principales consumidores mundiales de azúcar

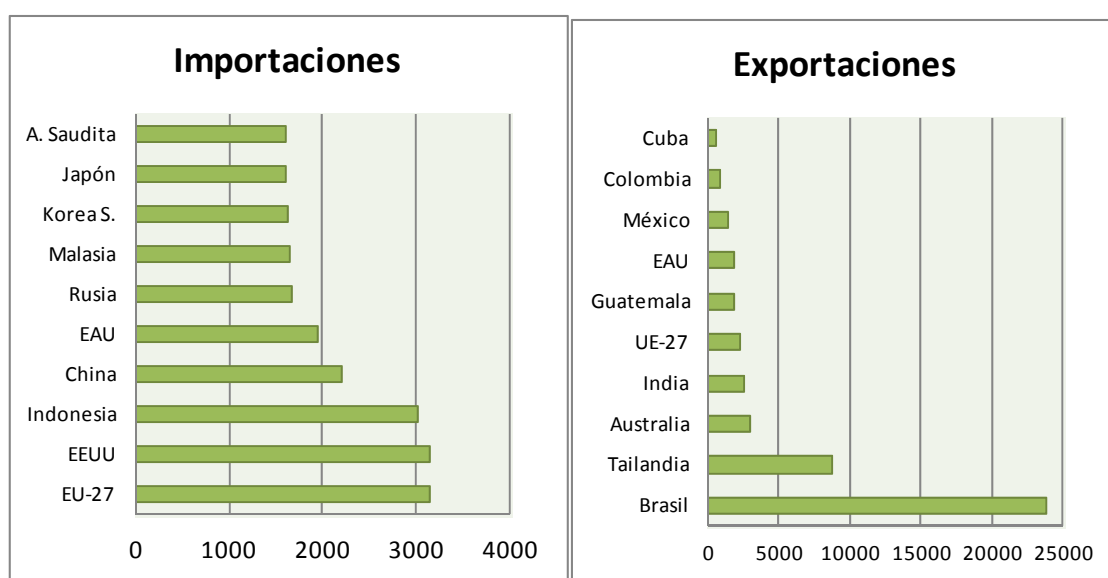


Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

⁶⁶ Además los costos de fabricación que incluyen los coproductos (pulpa de remolacha, bagazo de caña y melaza) y la cogeneración de electricidad (en el caso de la caña de azúcar), se han incrementado por encima del valor de los coproductos. Ver: (US EIA, 2013)

Se prevé que las exportaciones de azúcar permanecerán dominadas por Brasil con una cuota de más del 50 % del mercado internacional. Para un gran exportador de azúcar como Brasil, la caída de los precios en los mercados internacionales, así como las políticas restrictivas al comercio de azúcar en los principales mercados de la OCDE, resultan un desafío permanente que explica en gran medida, su gran consumo de etanol carburante en el sector del transporte. Otros exportadores tradicionales como Tailandia y Australia, que se encargan de cubrir el déficit azucarero de la región asiática en la actualidad, seguirán exportando azúcar a China e Indonesia, cuyo nivel de importaciones de azúcar puede llegar a duplicarse en el transcurso de ésta década, de acuerdo a las previsiones de la OCDE. En esta región no se prevé un incremento significativo del uso de los cultivos azucareros para la producción de etanol carburante.⁶⁷

Gráfico I – 81: Comercio Internacional del azúcar 2012 (Mtm)



Fuente: Elaboración propia a partir de (USDA, 2013a)

Durante las dos últimas décadas, el comercio internacional de azúcar se ha incrementado rápidamente desde alrededor de 25 Mt a 55 Mt, en relación con el periodo base 2010-2012. Una serie de cambios estructurales han venido y seguirán influenciando la evolución del comercio internacional. La alta disponibilidad de exportaciones de azúcar, así como la influencia de las políticas aplicadas en los grandes mercados del azúcar, mantendrán a Brasil como el principal exportador mundial. Las importaciones contrariamente estarán más diversificadas en un amplio número de países. Entre los principales factores que han afectado el crecimiento del comercio internacional el azúcar, se encuentra la rápida expansión de la producción brasileña de caña de azúcar. Esto ha llevado a un incremento rápido de las exportaciones de azúcar desde 1-2Mt a principios de los años 1990s, a alrededor de 25 Mt en el periodo 2010-2012, con un incremento proyectado del 28 %, para 2022. Estas estimaciones reflejan la expansión de los cultivos de caña de azúcar y a los mayores retornos de las exportaciones ante un debilitamiento del “real” brasileño. En este escenario, es posible que resurjan los problemas de sobre producción de azúcar, por lo que la

⁶⁷ Ver: (OECD-FAO, 2013)

política de fomento del consumo de etanol carburante en Brasil será otro gran factor de influencia en las decisiones económicas de los operadores industriales de la caña.⁶⁸

I.2.2.3.2. Cereales

Los cereales, o gramíneas herbáceas cuyos granos conforman la base alimentaria de los seres humanos y de los animales, y que se encuentran económicamente vinculados al sector de la agricultura y la ganadería, son definidos por la FAO (2011) como el conjunto de productos agrícolas que incluye el trigo, los granos secundarios y el arroz. En la alimentación humana se usa principalmente el trigo el arroz y el maíz. En el caso de la alimentación animal se utilizan prácticamente todos los cereales, tanto bajo la forma de grano entero, como triturado e incorporado al pienso, o inclusive en plantas enteras en forma de ensilado. Los principales usos industriales de los cereales están relacionados está vinculado a la producción de bebidas alcohólicas por (fermentación y destilación), así como a la producción de alimentos, papel, y productos farmacéuticos, entre otros. Entre los usos industriales de los cereales, destaca el in cremento de su utilización para la producción de biocarburantes de automoción como el etanol. Tanto el trigo como los granos secundarios tienen un considerable uso son como materia prima para la producción de etanol de primera generación, especialmente en los países industrializados con altos excedentes de cereales y granos (FAO, 2008).

El mercado de cereales como el de otros productos agrícolas ha sido afectado tradicionalmente por una serie de políticas en los principales mercados de la OCDE (EEUU y la UE), afectando el libre comercio de cereales a nivel mundial. Aunque los instrumentos de estas políticas han variado a lo largo del tiempo, el objetivo fundamental ha sido la protección del sector agrícola, tanto de los problemas endógenos vinculados a los precios en los mercados nacionales y el ingreso de los agricultores, así como los problemas exógenos relacionados con la competencia externa y el comercio internacional. Estas políticas, no solamente han implicado un alto coste para los contribuyentes de estos países, sino que han distorsionado significativamente el mercado mundial de cereales, reduciendo no solo las ganancias del comercio internacional, sino también generando problemas recurrentes de sobreproducción que afectan los precios de los productos agrícolas. Pero la evolución de estas políticas, ha mostrado una mayor apertura desde las negociaciones de la Ronda de Uruguay y la creación de la OMC, que finalmente tratan de establecer reglas al comercio internacional de cereales más acordes con los principios y disciplinas del GATT, como los avances que en la materia se han plasmado en el Acuerdo para la Agricultura (AoA).⁶⁹ Esto ha influenciado significativamente en las decisiones económicas de los operadores de la industria agrícola vinculada a los cereales (que perciben un debilitamiento de las ayudas), así como las opciones de los políticos en la forma de establecer medidas de ayuda al sector de los cereales en sus respectivos países, que sean más concordantes con la regulación internacional del comercio agrícola. Este es un factor importante para entender la relevancia de las políticas de biocarburantes en los países de la OCDE

La producción de etanol carburante se ha convertido en los últimos años en uno de los más importantes destinos que se le da a los cereales a nivel global, donde predomina el uso destinado a la industria agroalimentaria. El uso de los cereales para la producción de etanol ha crecido 5 puntos

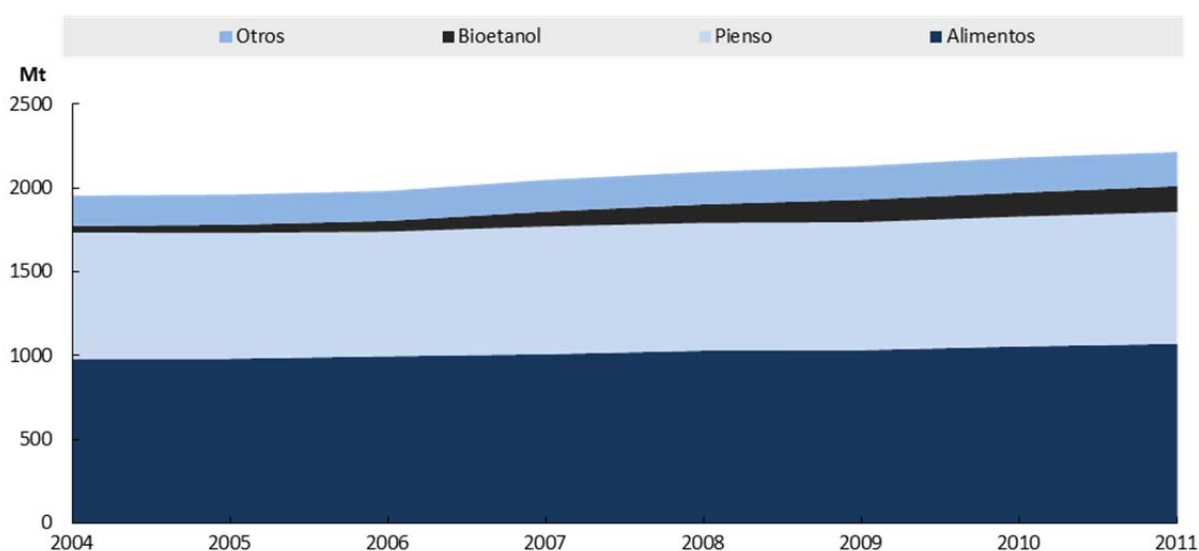
⁶⁸ Ver: (OECD-FAO, 2013)

⁶⁹ Ver: (IATRC, 1988)

porcentuales en los últimos 6 años. Este incremento se ha desarrollado principalmente en los países desarrollados que se agrupan en la OCDE.

Como podemos observar en el gráfico I-82, el uso de los cereales para la obtención de etanol carburante, aunque ha aumentado significativamente nivel global, representa una pequeña fracción de la producción, si se le compara con el uso alimentario de los cereales, tanto para la alimentación humana como animal. En este sentido, los mercados alimentarios a diferencia de los mercados de energía, siguen siendo el destino principal de la producción de los cereales, más aun cuando su precio se ha visto afectado por el incremento creciente de la demanda alimentaria a nivel global, que ha sido empujada notablemente por el crecimiento económico fuera de la OCDE y el aumento de la renta per cápita en los países emergentes, así como por los cambios en los hábitos alimentarios, y el incremento del consumo de alimentos de grandes economías como China e India.

Gráfico I – 82: Principales usos de la producción mundial de cereales (millones de toneladas)



Fuente: Elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2012)

Mientras que en los países en vías de desarrollo el uso de los cereales para la alimentación humana es predominante, en los países desarrollados el uso de los cereales para la alimentación animal es mucho mayor. En el caso de los usos energéticos de los cereales el uso industrial para la producción de etanol carburante es mayor en estos últimos, aunque sigue representando una pequeña fracción del uso total. Se prevé que el consumo de etanol siga representando un importante porcentaje de la producción global de cereales, aunque por debajo de los usos convencionales. Habrá que tener en cuenta, adicionalmente, que aunque el consumo humano de los cereales a nivel mundial ha venido declinando desde el año 2000, el uso de los cereales para alimento de ganado se ha incrementado, previéndose un aumento en la próxima década de más de 120 millones de toneladas el consumo adicional de granos debido a la expansión e intensificación del sector pecuario. En tanto se mantengan las políticas de expansión del consumo de etanol en los grandes mercados de la OCDE, y se expandan los mercados fuera de esta región, las exportaciones de los productores de etanol de caña podrían ser favorecidos por la brecha que hay entre los objetivos de consumo de

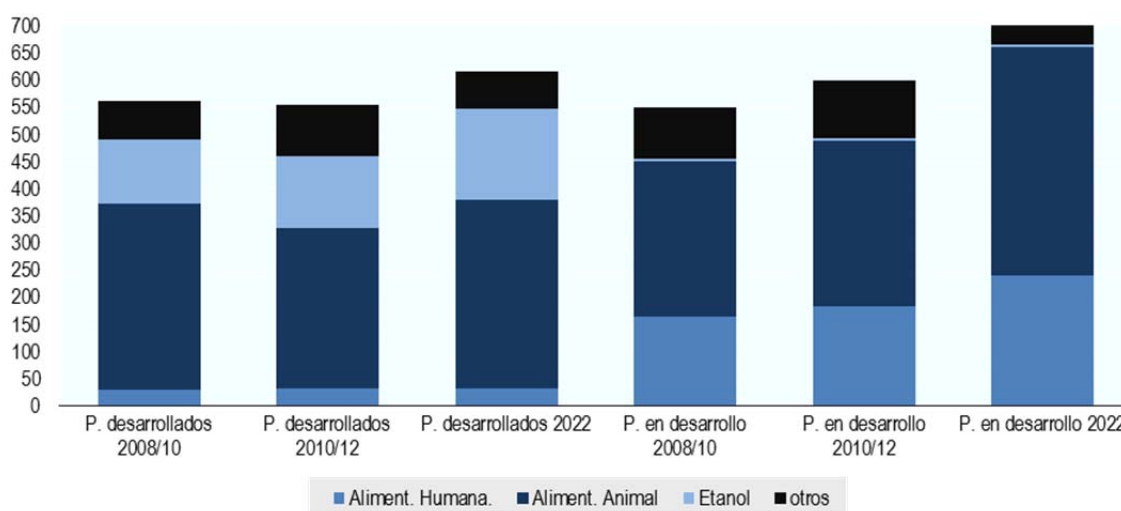
biocarburantes y las limitaciones del uso de algunas materias primas alimentarias distintas a la caña de azúcar como el caso del maíz en EEUU.⁷⁰

I.2.2.3.3. Granos Secundarios

De acuerdo con la definición utilizada por la FAO, los granos secundarios se refieren al conjunto compuesto por el maíz, avena, sorgo y en el caso de la Unión Europea incluye además centeno y otros granos mixtos. El uso de granos secundarios para la producción de bioetanol ha venido creciendo en los últimos años, hasta representar el 51 % de las materias primas usadas para la producción de etanol carburante en el periodo 2008-2010, manteniéndose alrededor del 50 % su uso energético en el periodo 2010-2012.⁷¹

Se espera que el consumo mundial de granos secundarios se incrementen en 19 % para el año 2022, comparado con el año base 2010-2012, impulsado por la expansión de la demanda alimentaria animal, que representa la mayor proporción del consumo total, así como de etanol carburante. El incremento considerable del uso industrial de granos secundarios para la producción de etanol carburante en los países desarrollados y el incremento del consumo humano en los países en vías de desarrollo (en gran medida por el aumento poblacional), serán factores que ajusten los mercados de granos en el mediano plazo. El fortalecimiento de la demanda para alimentación animal está impulsado por el fuerte crecimiento de este tipo de uso en China, EEUU y Brasil. El uso industrial de maíz en EEUU para la producción de etanol para cumplir los objetivos de uso de carburantes renovables, así como el potencial incremento de las exportaciones una vez alcanzado el límite establecido en el mandato del RFS-2 de la EISA-2007, proyectan un incremento de la producción de etanol carburante de maíz que puede llegar a alcanzar el 48 % de la producción doméstica. Con el incremento del uso industrial estadounidense, el uso de los granos secundarios para la producción de etanol a nivel global podría situarse en el 12 % de la producción mundial, alrededor de los 172 millones de toneladas en 2022.⁷²

Gráfico I – 83: Principales usos de los granos secundarios a nivel global



⁷⁰ Ver: (OECD-FAO, 2013)

⁷¹ Ver: (OECD-FAO, 2012)

⁷² Ver: (OECD-FAO, 2013)

Fuente: elaboración propia partir de OCDE-FAO (2011) y OCDE-FAO (2013)

En el gráfico I-83, podemos observar que la utilización de granos secundarios para la producción de etanol es bastante importante en los países desarrollados. Asimismo se prevé un incremento progresivo de su uso energético para la producción de etanol en éstos países, sustentado en el crecimiento de la producción a nivel mundial. Sin embargo, el uso energético de los granos secundarios en la producción de etanol es mucho menor en los países en vías de desarrollo, donde el crecimiento del consumo parece estar destinado primordialmente al sector ganadero y en segundo lugar al sector agroalimentario.

A nivel de países, el más grande productor de granos secundarios es EEUU y representó el 30 % del total de la producción mundial para 2010/2011, llegando solamente al 25 % en 2010/2012 debido a problemas edáfico climáticos con la producción de maíz. Una parte sustancial de la producción de granos secundarios en EEUU se utiliza en la industria de los biocarburantes, especialmente en la producción de etanol. Asimismo, en el periodo 2008/2010, el 17 % de la producción mundial correspondió a China, que ha incrementado notablemente su producción en 2010/2012, alcanzando una cuota del 19 % en 2010 /2012 con respecto a la zafra 2007/2008, mientras que la producción de granos secundarios en la UE se mantiene alrededor del 13 % de la producción global. Brasil e India son también grandes productores a nivel mundial de granos secundarios representando el 5 % y 4 % de la producción mundial en el periodo 2010/2011 y el 7 % y 3 % en el periodo 2010/2012 respectivamente. En estos últimos el incremento del uso de granos secundarios no ha estado relacionado con la producción de etanol carburante como ha sido el caso de los países de la OCDE, sino con el incremento del uso alimentario, humano y animal.

Tabla I – 7 : Producción mundial de Granos Secundarios (Miles de toneladas métricas)

	2007/2008	2010/2011	2012/2013
EEUU	349861	330236	286005
China	158863	183405	212916
UE-27	136580	139460	145898
Brasil	60520	60480	83767
India	40630	42000	39910
México	30578	28372	28881
Rusia	29171	16416	28658
Canadá	27841	22263	24427
Argentina	27118	30558	37046
Nigeria	24000	28740	18573
Otros	195653	214626	226671
Total	1080835	1.097.556	1132,752

Fuente: Elaboración propia a partir del USDA (2013)

La OCDE prevé que la producción mundial de granos secundarios llegue a 1321 millones de toneladas en 2020, principalmente impulsada por el crecimiento de la producción en Argentina, Brasil, China, la Federación Rusa, Ucrania y EEUU, y basada en un notable incremento en el área total de cultivo de granos secundarios para el 2020, principalmente en países como Brasil, Argentina y Canadá, así como los países del África Subsahariana. En relación con el consumo mundial, EEUU, China y la UE representan juntas el 56 % del consumo global de granos secundarios. El principal consumidor del mundo de granos secundarios es EEUU, y representando el 26 % del consumo

mundial en 2008/2010 y el 24 % en 2010/2012. En un segundo nivel, otros grandes consumidores son países emergentes como Brasil, México e India.

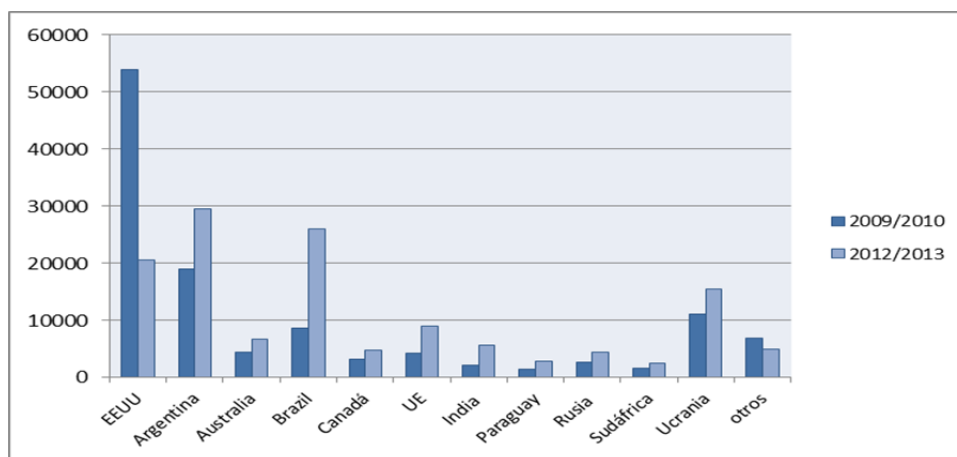
Tabla I – 8: Consumo mundial de granos secundarios (Miles de toneladas métricas)			
	2007/2008	2010/2011	2010/2012
EEUU	274.533	297.973	276278
China	157.783	183.990	212271
EU-27	154.855	151.940	153495
Brasil	44.605	52.733	55088
México	40.235	39.335	36195
India	35.500	38.050	35175
Rusia	28.617	18.131	25134
Canadá	24.023	20.918	20276
Nigeria	24.000	28.550	18750
Otros	273.460	294.210	303100
Total	1.057.913	1.126.798	1135762

Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2013)

El crecimiento del sector de los biocarburantes empuja el uso energético de los granos secundarios, exigiendo un incremento importante en los niveles de producción agrícola. Otros grandes consumidores a nivel mundial como China, a pesar de tener un alto consumo alimentario y un uso cada vez más pronunciado en el forraje de los granos, también utiliza esta materia prima para la obtención de etanol, aunque el destino final de gran parte de la producción no está destinado prioritariamente a su uso como carburantes de automoción.

Por su parte la unión europea representa el 14 % del consumo mundial, este supera la producción doméstica dentro de la Unión por lo que es un importador neto de granos secundarios, algunos de los cuales utiliza para la producción doméstica de etanol, aunque la principal materia utilizada en la unión en esta industria es el trigo.

Gráfico I – 84: Principales exportadores mundiales de granos secundarios (miles de toneladas métricas)



Fuente: elaboración propia a partir de USDA (2013)

EEUU presenta un gran superávit en su mercado doméstico y es, en este sentido, uno de los principales exportadores mundiales de granos. Mientras que la mayor parte del consumo de estos cereales se destina al forraje y a la producción de etanol, cada vez menos se utiliza en el consumo humano directo. A pesar de la caída en alrededor de un 50 % de las exportaciones en el periodo

2012/2013, que debido a problemas climáticos que han afectado el rendimiento de las cosechas, resultó en una reducción de la cuota de exportaciones de alrededor de 29 puntos (16 %), se espera una recuperación de las exportaciones estadounidenses por encima del 40 % en las próximas cosechas. El peso de las decisiones sobre la producción y el uso de los granos secundarios en EEUU tienen una notable repercusión en el mercado internacional, debido a su gran cuota de producción y exportaciones.

Brasil y Argentina, debido al superávit en sus respectivos mercados son grandes exportadores de granos secundarios, muchos de los cuales se destinan al sector alimentario y a la producción de etanol. Sus cuotas de exportación han pasado de un 16 % a un 22 % en el caso de Argentina y de un 7 % a un 22 % en el caso de Brasil, aprovechando el nicho de mercado ocasionado por la caída de las exportaciones estadounidenses en 2012/2013. Ucrania también es otro de los grandes exportadores de granos secundarios con una cuota del 12 % en el mismo periodo.

Contrariamente a las exportaciones, las importaciones están mucho menos concentradas. Entre los principales importadores netos de granos en el periodo 2012/2013 está Japón con 17743 mil toneladas métricas de granos secundarios, Arabia Saudita con 12200, la UE con 11766 (que ha incrementado sus exportaciones de granos respecto al periodo 2009/2010), Corea del Sur con 8676, y México con 7283 mil toneladas en 2011. En países como la UE, como en los principales países de la OCDE, se observa que un significativo uso de los granos se destina a la producción de etanol carburante.

I.2.2.3.4. Maíz

El principal tipo de grano secundario utilizado para la producción de etanol es el maíz. EEUU, el más grande productor de etanol en el mundo, basa su producción de etanol de primera generación en el uso del maíz como materia prima. Asimismo, EEUU es el más grande productor mundial de este cereal, representando más de la tercera parte de la producción mundial y el 41 % del total en la cosecha 2010/2011 y que ha caído al 32 % en 2012/2013. Gran parte de la producción del maíz producido en EEUU se destina a la elaboración de etanol de primera generación y a las exportaciones. La ventaja comparativa de EEUU frente a otros productores mundiales del biocombustible, se basa en la gran capacidad de alimentar la industria del etanol con materia prima producida domésticamente.

Tabla I – 9: Principales productores mundiales de maíz			
	2007/2008	2010/2011	2012/2013
EEUU	331.177	316.175	273832
China	152.300	177.245	205614
Brasil	58.600	57.500	81000
EU-27	47.555	58.655	58855
México	23.600	21.130	21591
Argentina	22.017	22.500	26500
India	18.960	21.280	22230
Sudáfrica	13.164	10.924	12365
Canadá	11.649	11.714	13060
Otros	111.878	130.598	147898
Total	794.698	827.537	862945

Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

El 23 % de la producción mundial en la zafra 2010/2011 le correspondió a China, que con el 24 % en 2012/2013, fue el segundo más grande productor de maíz del mundo, destinando la mayoría de la producción a cubrir la demanda en los mercados alimentarios. Por debajo de estos dos grandes productores se encuentran en un nivel inferior: Brasil con un 9 %, la UE, con un 7 %, Argentina e India con un 3 % respectivamente, México con un 2 %. Siendo Argentina y Brasil, junto a Ucrania, los más importantes exportadores de maíz después de EEUU, debido fundamentalmente al superávit de en el mercado doméstico.

Consumo

El más grande consumidor de maíz en el mundo es EEUU, que representó el 34 % del consumo mundial en 2010/2011, mientras que en 2012/2013 alcanzó el 31 % del consumo mundial. Como hemos mencionado en líneas anteriores el consumo de maíz en EEUU no solo está principalmente destinado a la alimentación animal sino también a la producción de etanol. A su vez el consumo de China representó el 21 % en 2010/2011, llegando al 23 % del consumo mundial en 2012/2013. Solo entre EEUU y China se consume más del 50 % del maíz en el mundo. La UE por su parte ha consumido alrededor del 8 % del mercado mundial en 2012/2013, mientras que Brasil el 6 %, y México, India, y Japón el 3 %, 2 % y el 2 % respectivamente. Los más grandes importadores de maíz como, Japón México, Corea del sur o Egipto, destinan sus importaciones al sector alimentario, estando todavía los mercados energéticos para el comercio internacional del maíz en una etapa formativa.

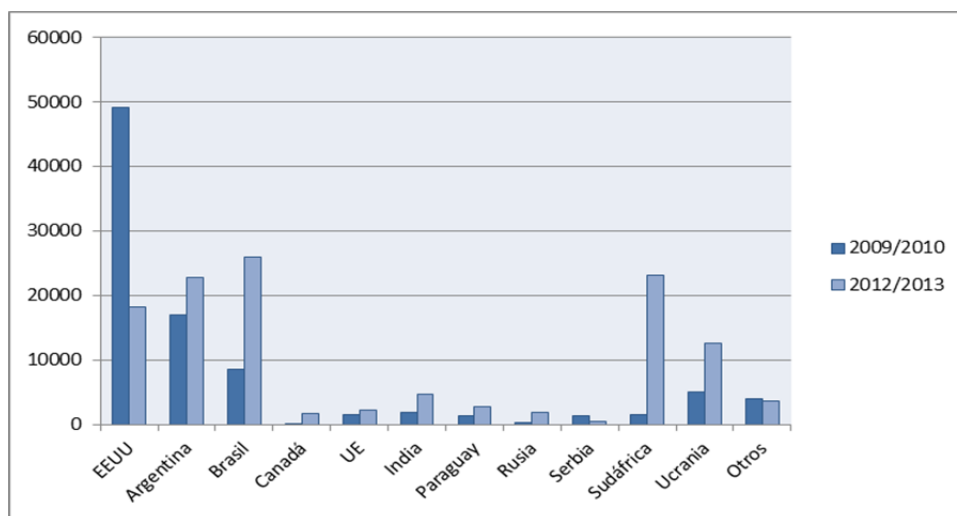
Tabla I – 10: Principales consumidores mundiales de maíz			
	2007/2008	2010/2011	2012/2013
EEUU	261.632	285.005	263641
China	150.000	176.000	202000
UE-27	64.000	62.500	69300
Brasil	42.500	49.500	52000
México	32.000	29.000	27000
Japón	16.600	15.600	14500
India	14.200	18.000	17409
Canadá	13.769	11.434	11609
Otros	178.205	196.734	205265
Total	773.292	842.886	862724

Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2013)

El destino energético del maíz ha sido un factor importante a tomar en cuenta, junto al sostenido incremento del consumo mundial en las economías emergentes, al momento de analizar la crisis alimentaria que ha afectado gravemente a los países menos desarrollados. Cabe resaltar que dado que el mayor consumo energético del maíz a nivel mundial se desarrolla en EEUU, y teniendo la mayor cuota de producción de este grano a nivel mundial, la expansión de los objetivos de carburantes renovables han podido ser un factor explicativo importante para entender el comportamiento de los precios de los granos a nivel mundial, durante el periodo de crisis.⁷³

⁷³ Ver: (OECD-FAO, 2010)

Gráfico I – 85: principales exportadores mundiales de maíz



Fuente: elaboración propia a partir de USDA (2013)

En relación con las exportaciones, el principal exportador del mundo es EEUU, aunque se ha observado que la cuota de sus exportaciones de maíz ha caído de un 53 % en la cosecha 2009/2010, al 18 % a nivel mundial en 2012/2013, siendo superado por las exportaciones brasileñas que representaron el 22 % (9 % en 2009/2010) y seguidas por las exportaciones argentinas con un 19 % (18 % en 2009/2010). Aun así, se espera una recuperación de las exportaciones estadounidenses para los próximos años, lo cual además podría afectar los precios del maíz a la baja, e incrementar el uso energético del grano para la producción de etanol carburante. En el gráfico I-85 podemos observar las variaciones en el nivel de exportaciones de los principales países productores de maíz a nivel global.

Las importaciones de maíz, contrariamente a las exportaciones se encuentran mucho menos concentradas a nivel mundial, por lo que las cuotas de importación, de acuerdo a su nivel de consumo, son bastante homogéneas entre los países importadores. Entre los principales importadores de maíz tenemos a Japón con 14412 mil toneladas en 2012/2013, la UE con 11351, Corea del sur con 8174, México con 5676 y Egipto con 5000.

I.2.2.3.5. Trigo

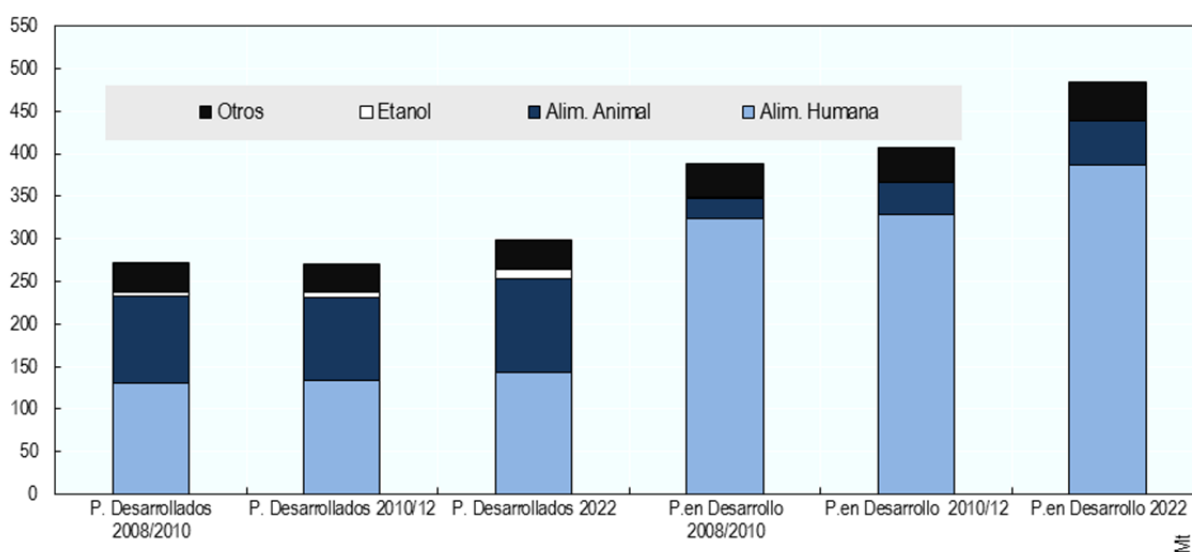
El trigo, (*Triticum spp.*) o género "*Triticum*", designa el grupo de plantas y semillas familia de las gramíneas, que has sido tradicionalmente cultivadas por el hombre para el consumo alimentario. Originarias de la región de Levante en el Oriente próximo, y de las tierras altas de Etiopía, es cultivado en la actualidad en la mayor parte del mundo y es la base alimentaria de la mayoría de países desarrollados y en desarrollo.⁷⁴ Además de su uso alimentario, el trigo constituye en la actualidad otra materia prima agro-energética utilizada para la producción de etanol carburante de primera generación.

⁷⁴ Ver: (Hogan, 2013)

Aunque restringido, el mayor uso energético del trigo se produce en la OCDE representando el 3 % del uso total en el periodo 2012-2013 (2% en el periodo 2008/2010). En esta región predomina el uso alimentario humano del trigo con un 49 % en 2012/2013 (48 2008/2013) y animal con un 36 % del total en el mismo periodo (38 % en 2008 /2010). Se espera que el uso energético se mantenga en estos niveles para el año 2022 en esta región. Mientras que el uso predominante en los países desarrollados está repartido entre la alimentación humana y animal de forma más proporcionada en los países en desarrollo la distribución del consumo es bastante distinta. El uso energético del trigo en los países en vías de desarrollo y menos desarrollados es casi nulo, dado que el destino del trigo es básicamente de uso alimentario, y a diferencia de los países desarrollados, cerca del 81 % de la producción de trigo de estos países se destina al consumo humano, siendo la alimentación animal solamente un 9 % del consumo global en esta región.⁷⁵

Dentro de la OCDE es la Unión Europea es la que mayor uso energético hace del trigo, especialmente para la producción de etanol. Su gran capacidad de producción de este cereal ha promovido la utilización de sus excedentes para abastecer las políticas de consumo de biocarburantes en los mercados energéticos del transporte.

Gráfico I – 86: Principales usos del trigo a nivel global (millones de toneladas)



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE-FAO (2013)

El uso del trigo para la producción de etanol en los países desarrollados ha sido de 5,1 millones de toneladas entre los años 2008 y 2010, mientras que el uso en los países en vías de desarrollo solo ha representado 0,6 millones de toneladas en el mismo periodo. Durante el periodo 2012/2013 el uso del trigo como insumo energético para obtener etanol creció al 6,2 % respecto de la producción mundial en los países de la OCDE, mientras que el caso de los países en vías de desarrollo su uso energético apenas alcanzó apenas un 0,6 % (USDA, 2013a).

Finalmente la FAO estima que el uso del trigo rondará las 782 millones de toneladas para 2022, correspondiendo 298 millones de toneladas a los países agrupados en la OCDE y 484 a los países

⁷⁵ Ver: (OECD-FAO, 2013)

fuera de la OCDE. El consumo alimentario seguiría siendo el principal uso del cereal, correspondiendo al uso alimentario humano alrededor del 68 % del consumo total. A este nivel, el consumo alimentario per cápita es estimado en alrededor de 66 kg per cápita. El uso para la alimentación animal se espera que alcance los 162 Millones de toneladas para 2022, creciendo a una menor tasa de crecimiento que la observada en la década anterior, y representando alrededor del 21 % del consumo total de trigo a nivel global (37% en los países desarrollados y 11 % en los países en vías de desarrollo). Finalmente el uso industrial del trigo para la obtención de biocarburantes se incrementa de un 2,3 % a nivel mundial para el periodo 2012/2013 a 3,2 % para 2022. Este crecimiento se basa fundamentalmente en el uso del trigo para la producción de etanol carburante en EEUU (USDA, 2013a).

La producción mundial de trigo se ha incrementado en los últimos años pasando de 611.991 toneladas métricas en la cosecha 2007/2008 a 656445 en 2011. Más del 50 % de la producción mundial corresponde a solo a la UE, China e India. No por mucho, la más grande productora mundial de trigo en el mundo es la Unión Europea. Con un nivel de producción de 139,7 millones de toneladas métricas en el periodo 2009/2010, y 133,9 millones en 2012/2013 la UE representa alrededor del 20 % de la producción mundial. Parte de la producción europea se destina a la producción de etanol carburante. El segundo gran productor mundial es China con una cuota del 18 % de la producción global en 2012/2013, seguido de India con un 15 %. Otros productores importantes de trigo son EEUU y Rusia, cuyas cuotas de mercado representan el 9 %, 6 % de la producción mundial respectivamente.⁷⁶

Tabla I – 11: Principales productores mundiales de trigo

	2007/2008	2010/2011	2012/2013
UE-27	120.133	135.674	133878
China	109.298	115.180	121023
India	75.810	80.800	94880
EEUU	55.821	60.062	61671
Rusia	49.368	41.508	37720
Pakistán	23.295	23.900	23300
Canadá	20.054	23.167	27205
Argentina	18.600	16.100	9500
Irán	15.887	15.500	14000
Turquía	15.500	17.000	15500
Otros	108.225	122.716	117768

Fuente: EEUU USDA (2011) Y USDA (2013)

A nivel global el consumo de trigo ha crecido en los últimos años pasando de 617,6 millones de toneladas métricas en la zafra 2008/2009 a 679275 mil toneladas métricas en 2012/2013. Los más grandes productores de trigo resultan ser también los más grandes consumidores, especialmente la UE, China e India. El 36 % del consumo mundial de trigo está repartido entre la Unión Europea y China a partes iguales en el periodo 2012/2013. El consumo de India representa el 12 %, mientras que el consumo de Rusia, EEUU, Pakistán y Egipto, alcanzaron el 5 %, 6 %, 3 % y 3 % respectivamente.

⁷⁶ Ver: (USDA, 2013a)

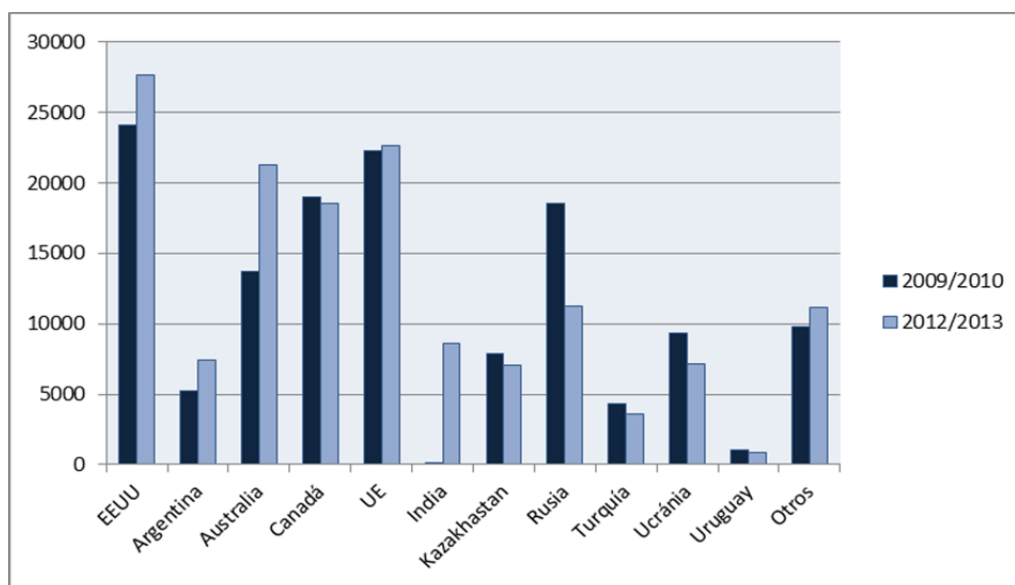
Tabla I – 12: Principales consumidores mundiales de trigo			
	2008/2010	2010/2011	2012/2013
UE-27	11653	12200	120000
China	10600	10950	125000
India	7642	8176	83000
Rusia	3765	3860	33550
EEUU	2861	3071	38269
Pakistán	2240	2320	23900
Egipto	1580	1770	18700
Turquía	1680	1720	17500
Irán	1550	1570	16400
Ucrania	1230	1160	11800
Brasil	1030	1080	10900
Otros	15545	17272	180256
Total	61767	68142	679275

Fuente: EEUU USDA (2013)

Las exportaciones de trigo se han incrementado desde el periodo 2009/2010, pasando de 135397 mil toneladas métricas de trigo, a 147408 mil toneladas en el periodo 2012/2013. Los principales exportadores EEUU, la UE, Australia y Canadá representaron más del 60 % de las exportaciones mundiales en 2012/2013.

Entre los principales exportadores de trigo en 2010 se encuentra EEUU, que con un relativamente bajo consumo de trigo, ha exportado 24,5 millones de toneladas en 2009/2010 y 27,6 millones en 2012/2013, representando el 21 % y el 19 % de las exportaciones totales respectivamente. La Unión europea, el segundo más grande exportador de trigo después de EEUU, alcanzó los 22,2 millones de toneladas en 2009/2010 y 22,6 en 2012/2013, estando alrededor del 15 % en este último periodo. Entre los más grandes exportadores dentro de la UE se encuentra Francia, Alemania, Reino Unido, Rumanía, Polonia, República Checa y Bulgaria. Asimismo, Canadá con un nivel de exportaciones de 18,5 millones de toneladas de trigo representó el 13 % de total. Otros grandes exportadores de trigo son Australia con el 13 %, Rusia con el 8 %, India con el 6 % y Argentina y Kazajstán con el 5% (USDA, 2013a).

Gráfico I – 87. Principales exportadores mundiales de trigo



Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

En lo referente a las importaciones, el mercado se muestra mucho más diversificado, no existe un gran importador sino muchos importadores medianos de trigo, cuyo destino principal no es el uso energético en la producción de biocarburantes líquidos, sino el uso alimentario humano y animal. Entre estos podemos destacar a Egipto, Brasil, Indonesia, Argelia y Japón.

La información analizada sobre el mercado de cereales y de productos azucareros, adecuadamente el análisis del mercado de etanol carburante. Los grandes productores de etanol carburante: EEUU, Brasil, y en menor medida la Unión Europea, son los más grandes productores y exportadores de productos azucareros y de cereales a nivel mundial. En general, se trata de entidades políticas con grandes industrias que tratan de explotar las ventajas comparativas naturales de carácter climático y edáfico, así como aquellas vinculadas al desarrollo tecnológico, las economías de escala, la organización industrial y la estructura de los mercados nacionales, que generalmente van acompañadas por una política de apoyo público al sector. En este sentido el mercado de etanol carburante, puede ser entendido, desde el punto de vista del sector industrial como una estrategia para expandir las fronteras de sus mercados hacia los nuevos mercados de productos energéticos, tradicionalmente enfocados al consumo agroalimentario humano y animal.

La oportunidad de expandir la producción de cultivos azucareros alimentarios a los mercados de carburantes renovables para el transporte, tras las decisiones políticas de diversificación energética, representa, una alternativa factible de la industria agroalimentaria para minimizar los problemas derivados de la sobreproducción y caída de los precios de los productos agrícolas en los mercados alimentarios. Posteriormente analizaremos de forma detallada, cual ha sido el rol de la política y la regulación económica en el proceso de adaptación de la agricultura de los cereales y el azúcar, a las necesidades energéticas en el transporte y cuál ha sido la racionalidad de la relación entre el gobierno y los sectores regulados, y sus efectos en la evolución de los mercados.

I.2.3. El mercado de biodiesel

El biodiesel es el segundo biocarburante de mayor producción a nivel mundial, siendo la Unión Europea el más grande productor y consumidor. Se usa generalmente en mezclas carburantes con el diésel convencional y generalmente se obtiene de aceites vegetales y grasas animales. Muchos países a nivel global han iniciado programas estatales de promoción de este biocarburante, que vienen favoreciendo el desarrollo de estos mercados, así como cierto nivel de comercio en el mercado internacional de productos energéticos y de materias primas utilizadas para su producción. Su producción está estrechamente vinculada a los mercados alimentarios, por lo que en los siguientes puntos analizaremos, la naturaleza, economía, así como las características más importantes del mercado internacional del biodiesel y de las principales materias primas utilizadas para su producción.

I.2.3.1. El Biodiesel: Características y Definición

El biodiesel es un combustible renovable y alternativo a los combustibles fósiles. Es producido mediante una reacción química de un aceite vegetal o grasa animal con un alcohol, hace referencia, por tanto, a los ésteres alquílicos producidos a partir de una reacción de transesterificación entre el aceite (o grasa) y un alcohol. La transesterificación es el proceso mediante el cual se hace reaccionar a una molécula de triglicéridos con alguna clase de alcohol en presencia de un catalizador (KOH; NaOH, NaOCH₃, etc), con el fin de obtener glicerol y ésteres grasos (Demirbas, 2009).

Aunque no necesariamente para la obtención de biodiesel, los aceites vegetales han venido siendo trans-esterificados desde mediados del siglo XIX. Muchas compañías han venido usando este proceso químico por muchos años con el fin principal de producir jabón y productos de glicerina, siendo esencialmente el éster metílico (que usa metanol) o el éster etílico (que usa etanol) coproductos en este proceso. En esta industria por ejemplo, los aceites de maní, maíz, cáñamo, y el sebo son bastante utilizados en el proceso de producción de jabones. Asimismo, en una serie de industrias no energéticas la soja, la colza, el maíz, el aceite reciclado de cocina, la manteca de cerdo y el sebo siguen siendo materias primas para la obtención de ácidos grasos más complejos, así como de coproductos como los ésteres metílicos. Esto significa que en un primero momento el biodiesel era considerado un coproducto de esta industria (Shumacher, Van Gerpen , & Adams, 2004).

Inversamente a lo que sucede en la industria de los jabones y glicerina, en la industria de biocarburantes el biodiesel es el producto principal y la glicerina resulta, aunque económicamente importante, un coproducto derivado del proceso de producción. Así, en el proceso de producción de biodiesel además del biocarburante se pueden obtener coproductos tales como la torta, que tiene mucha demanda en el mercado de la alimentación animal y la glicerina usada en la industria del jabón. Como el biodiesel se puede obtener de muchas clases de aceites, los carburantes obtenidos pueden presentar una mayor variedad en características físicas que en el caso de etanol carburante, principalmente en el caso de la viscosidad y la combustibilidad del carburante obtenido.⁷⁷

⁷⁷ Ver: (Shumacher, Van Gerpen , & Adams, 2004)

Estas características dificultan su estandarización con miras al desarrollo comercial del biocombustible. Uno de los estándares más importantes para la comercialización de biodiesel es el que brinda la Sociedad Americana de Prueba de Materiales (ASTM). Para la ASTM el biodiesel está constituido por los ésteres mono-alquílicos de una larga cadena de ácidos grasos derivados de aceites vegetales, aceites reciclados de cocina o grasa amarilla, grasas animales, ceras o mantecas. Asimismo, de acuerdo con el Laboratorio Nacional para las Energías Renovables (NREL), otra fuente de aceites potencialmente utilizable para la producción de biodiesel son las algas, que pueden producir más aceite que ninguna otra fuente conocida.⁷⁸

En lo referente a los ácidos receptores usados en el proceso de obtención de los ésteres metílicos, los alcoholes son los más usados, particularmente el metanol y en menor medida el etanol. Otros alcoholes también pueden ser usados, por ejemplo el propanol, el butanol, el isopropanol, el tert-butanol, los alcoholes derivados y el octanol, sin embargo el costo de producción de biodiesel con estos alcoholes, resultan más elevados si se comparan con el costo de producción mediante el uso de metanol, y en menor medida con el costo de producción usando etanol.

En lo que concierne a la elección entre metanol y etanol, se puede decir que el primero es más barato, más reactivo y que los ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME) producidos son más volátiles que los ésteres etílicos de ácidos grasos (FAEE) producidos con etanol. Sin embargo el etanol es menos tóxico, y su carácter renovable, dado que puede ser fácilmente producido con fuentes renovables (biomasa) a través del proceso de fermentación o destilación, lo hace medioambientalmente más sostenible. En contraste, la forma más usual y más económica de obtener metanol es mediante el procesamiento de combustibles fósiles tales como el gas natural.⁷⁹

Las características físicas del FAME y el FAEE muestran también algunas diferencias. Por ejemplo el FAEE tiene un poco más de viscosidad y unos puntos menores de nube y vertido que el FAME. En cualquier caso la reacción final requiere finalmente de un catalizador, frecuentemente de fuerte base como el sodio o el hidróxido de potasio, para producir los ésteres. Lo que incrementa el costo de producción de los ésteres comúnmente conocidos como biodiesel (Meher, Sagar, & Naik,, 2006).

El biodiesel puede ser mezclado con el diésel tradicional derivado del refinado de petróleo, o utilizado en su forma pura en motores de ignición por compresión. Su contenido energético representa entre el 88 % y el 95 % del contenido energético que presenta el diésel combustible. En compensación, el uso del biodiesel en mezclas mejora la lubricidad del diésel y aumenta el valor del cetano, haciendo económicamente comparable la economía de ambos combustibles. Asimismo, El alto contenido de oxígeno del biodiesel ayuda a completar la combustión del combustible, reduciendo las emisiones de partículas contaminantes, monóxido de carbono e hidrocarburos. Como el etanol carburante de origen biológico, el biodiesel contiene una baja cantidad de azufre que favorece la reducción de las emisiones de óxido de azufre en los vehículos que lo utilizan (Marchetti, Miguel, & Errazu, 2007).

La práctica internacional ha llevado a adoptar una nomenclatura única para identificar la concentración de biodiesel en las mezclas, conocidos bajo la forma BXX, donde XX representa el porcentaje de biodiesel en el volumen de la mezcla. Por ejemplo, B2, B5, B20 y B100 son combustibles con un contenido de 2 %, 5 %, 20 % y 100 % de biodiesel respectivamente. En la

⁷⁸ Ver: (Shumacher, Van Gerpen , & Adams, 2004)

⁷⁹ Ver: (Gerpen, 2005)

actualidad son cuatro las principales concentraciones de biodiesel usadas en el mercado de combustibles: puro B100, mezclas B20 y B30, aditivo B5 y aditivo lubricante B2. Las mezclas en proporciones volumétricas entre 5 % y 20 % son las más comunes. Aun cuando el B5 no requiere ninguna modificación en el motor, las mezclas mayores requieren algunas modificaciones en razón de la proporción de mezcla. Sin embargo, el biodiesel es perfectamente mezclable con el diésel fósil dado que son física y químicamente similares, pudiendo ser usados en motores de compresión por ignición sin significativos u onerosos ajustes (Luque, Campelo, & Clark, 2011).

Tabla I – 13: Biodiesel: principales características en relación al Diésel carburante

Químicas	Físicas
El biodiesel está estructurado como un triglicérido, sobre una columna de glicerol de 3 carbonos desde donde se extienden 3 cadenas largas de ácidos grasos. Las propiedades del biodiesel serán determinadas por cada ácido graso presente en las moléculas.	El rango de hervor del biodiesel es mucho más estrecho que el petróleo diésel. Para el diésel el punto inicial de hervor es 159°C y el final de 336°C, mientras que para el biodiesel son de 293°C y 356°C respectivamente. Esto indica que el grado de destilación del biodiesel es de 63°C frente a 177°C del diésel.
El biodiesel, a diferencia del petróleo diésel, está esencialmente libre de azufre y el uso de catalizadores reduce sustancialmente las emisiones del motor.	La gravedad específica del diésel 2 es aproximadamente 7,01 libras por galón, mientras que la gravedad específica del biodiesel es de 7.3 libras por galón.
En el caso del diésel combustible, las parafinas o hidrocarburos compuestos generan problemas en el fluido del combustible. En el caso del biodiesel obtenido de insumos comunes, estas moléculas insaturadas varían de 60 % a 85 %.	El punto de nube, que es cuando los primeros cristales de cera aparecen ante condiciones de bajas temperaturas, es mayor para el biodiesel (1,6°C), que para el diésel (-9,4 - 17,7°C) y los mejoradores de flujo en frío para el diésel no sirven de igual manera para el biodiesel.
El contenido de carbono es 15 % más bajo que el diésel combustible. El contenido de oxígeno en el biodiesel es 11 % más alto lo que favorece la combustión.	El punto de inflamación del biodiesel es sustancialmente más alto que el del diésel convencional (159°C versus 58°C). Esto hace del biodiesel un combustible más seguro para el transporte.
El biodiesel tiene un número de neutralización del hasta 0,8 mg KOH/g, que indica su alcalinidad o acidez y que controla que se oxide o se vuelva rancio.	No hay diferencias sustanciales en el grado de corrosión de cobre expuesto tanto al biodiesel como al diésel convencional de acuerdo con la ASTM.
En comparación con el diésel fuel que presenta una menor oxidación ante la exposición al aire medida en un bajo contenido de yodo, el biodiesel puede tener mayores valores de yodo que van desde 80 a 135.	La viscosidad del biodiesel es aproximadamente 1,5 veces mayor que la viscosidad del diésel convencional (4,01 versus 2,6 CST a 40°C).
En lo que respecta a los residuos de la combustión no hay diferencias sustanciales entre el biodiesel y el petróleo diésel	El valor calorífico, que es la cantidad de energía liberada cuando una sustancia es quemada en presencia de oxígeno, del biodiesel es menor que el valor calorífico del diésel 2 (37,215 KJ/Kg versus 42,565 KJ/Kg)
	El número de cetano, que es la habilidad de auto-ignición de un combustible en las condiciones de cilindraje del motor, en el biodiesel varía dependiendo de las materias primas. Este puede ser de 48 a 52 para el biodiesel de soja y más de 60 para las grasas recicladas. Estos números son más altos que los registrados en el caso del diésel convencional (43 a 47)
	No es soluble en agua por lo que es menos contaminante, siendo más biodegradable que el diésel convencional

Fuente: Elaboración propia a partir de (Shumacher, Van Gerpen , & Adams, 2004) y (Yusuf, Kamarudin, & Yaakub, 2011)

En lo que respecta a la logística, el biodiesel puede ser bombeado, almacenado y manipulado usando la misma infraestructura, dispositivos y procedimiento usualmente empleado en la logística del diésel convencional. Asimismo el biodiesel no produce vapores explosivos y dado su alto punto de inflamación en comparación con el diésel fósil, el transporte, la manipulación y el almacenamiento del biocarburente es mucho más seguro.⁸⁰

⁸⁰ Ver: (Luque, Campelo, & Clark, 2011)

I.2.3.1.1. Insumos para la producción de biodiesel

Como hemos mencionado líneas arriba el biodiesel puede ser obtenido de aceites vegetales o grasas animales. Los aceites vegetales, son productos normalmente utilizados en los mercados alimentarios, pero además son fuentes renovables de energía, que se utilizan en la industria del biodiesel. Al igual que otros biocarburantes, la sostenibilidad de la producción de los cultivos oleaginosos es un importante factor al momento de analizar las ventajas medioambientales que en teoría el biodiesel presenta respecto del diésel convencional derivado de petróleo. El uso del biodiesel en condiciones de sostenibilidad, es coherente con una asignación eficiente del coste externo del uso de carburantes fósiles en el transporte. Lo contrario podría dar como resultado, una nueva asignación ineficiente de los costes medioambientales.

Los aceites vegetales obtenidos de cultivos alimentarios, tales como la colza, la soja, la palma aceitera o el aceite de maíz han venido siendo utilizados para la producción de biodiesel en muchos países a nivel mundial. Asimismo, cultivos no alimentarios como la "*Jatropha curcas*", la "*Pongamia pinnata*" o la "*Mandioca*" han sido considerados como materias primas adecuadas, y utilizados para la producción de biodiesel. El nivel de producción de aceite del cultivo oleaginoso es siempre el factor clave en el momento de la elección de la idoneidad de un cultivo para la producción de biodiesel. Los cultivos con mayor producción por hectárea son considerados preferibles en la industria del biodiesel, por que reducen los costes de producción. De manera general el coste de las materias primas representan del 70 % al 80 % del coste total de producción del biodiesel.⁸¹ En la tabla I-14 podemos observar la producción por hectárea y los precios por tonelada de los principales cultivos.

Tabla I – 14: Principales cultivos para la producción de aceite vegetal					
Fuente del Aceite	Producción (kg/ Ha)-(%)	(%)	Producción (L/Ha)	Precio (EEUU \$/ Tn)	*Área (M H)
Cultivos alimentarios					
Colza	1000	(37-50)	1190	683	4097
Soja	375	(20)	446	684	10932
Palma aceitera	5000	(20)	5950	478	819
Maíz	145	n.d.	172	n.d.	n.d.
Girasol	800	n.d.	952	n.d.	n.d.
Cultivos no alimentarios					
Jatropha Curcas	1590	(\$35-40 /A 50-60)	1590	n.d.	2557
Pongamia Pinnata	225-2250	(30-40)	n.d.	n.d.	n.d.
Ricino	1188	(53)	n.d.	n.d.	n.d.
Algas	80000	n.d.	95000	n.d.	72

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gui, Lee , & Bhatia, 2008) y (El Bassam, 2010) * Área de tierra cultivable requerida para cubrir la demanda mundial de petróleo diésel.

Como se puede observar en la tabla I-14, la mayor capacidad de producción de aceite por hectárea entre los cultivos alimentarios corresponde a la palma aceitera con 5000 kilogramos por hectárea, un nivel muy superior en relación a casi todos los otros cultivos. Sin embargo esta planta solo crece en climas tropicales o subtropicales por lo que la expansión de su cultivo está fuertemente condicionada a las especiales características edáficas y climáticas que tengan los países productores.

⁸¹ Ver: (Gui, Lee , & Bhatia, 2008)

En el caso de los cultivos no alimentarios, la *Jatropha* es el cultivo que presenta el mejor rendimiento en la producción de aceite por hectárea, siendo uno de los cultivos que ha generado muchas expectativas especialmente para la utilización de suelos pobres o deforestados, donde esta euforbiácea tiene ventajas comparativas sobre otros tipos de cultivos (El Bassam, 2010).

I.2.3.1.2. Procesos de conversión de la biomasa para la producción de biodiesel

En lo que respecta a los procesos de obtención de biodiesel, se han venido realizando importantes esfuerzos en las mejoras de los derivados del aceite vegetal y animal para que puedan aproximarse más a las propiedades y al desempeño que presentan los hidrocarburos combustibles como el petróleo diésel. Los problemas en la sustitución del diésel convencional por triglicéridos están mayormente asociados a su alta viscosidad, poca estabilidad contra la oxidación, y poca volatilidad que impide una completa combustión y favorece la formación de residuos. Por ejemplo, aunque el aceite vegetal ha venido siendo utilizado puro y en mezclas directas con el diésel, su uso puro o en mezcla importa una serie de problemas relacionados principalmente con la alta viscosidad, la acidez de la composición, el contenido de ácidos grasos libres, la formación de goma debido a la oxidación, la polimerización durante el almacenaje y la combustión, los depósitos de carbono y el engrosamiento del aceite de engrase (Ramadhas, Jayaraj , & Muraleedharan, 2009).

En respuesta a estos problemas se han desarrollado diferentes procesos de conversión de la materia prima vegetal o animal en biodiesel, siendo la transesterificación el proceso fundamental y de mayor aplicación por los principales productores de biodiesel a nivel mundial.

La transesterificación es un proceso de reacción química llevado a cabo sobre un triglicérido (derivado del aceite vegetal o la grasa animal) mediante el uso de un alcohol y un catalizador alcalino, que produce ésteres de ácidos grasos y glicerina. Entre todos los alcoholes, el metanol y el etanol vienen siendo usados comercialmente a causa de su bajo coste relativo, así como por sus características físicas y ventajas químicas. Estos alcoholes se disuelven fácilmente y reaccionan rápidamente con los triglicéridos y el NaOH. El catalizador es usado principalmente para mejorar la tasa de reacción y producción. El proceso de transesterificación con catalizador alcalino es normalmente utilizado para la producción de biodiesel porque los alcóxidos e hidróxidos de metales alcalinos son más efectivos que los catalizadores ácidos, especialmente el metóxido de sodio y potasio. Cuando mayor es la temperatura, el tiempo necesario para que se produzca la transferencia de masa es menor, lo cual además conlleva una mejor tasa de transesterificación (Marchetti, Miguel, & Errazu, 2007).

Estas reacciones con catalizadores alcalinos como el hidróxido de potasio y el sodio, operan a 25-125 C°. En el proceso de reacción con catalizadores ácidos la temperatura de reacción opera entre 50-80C°. La reacción es similar a la reacción alcalina pero los reactivos de alcohol son alimentados en exceso con el fin de incrementar la tasa de conversión. El otro tipo de reacción por transesterificación es el proceso enzimático, usando lipasa en las reacciones de hidrólisis, alcoholólisis y acidólisis.⁸² La ventaja de esta reacción es la facilidad de la separación del producto, sin embargo el coste del biocatalizador es muy alto comparado con otros catalizadores, por lo que todavía este

⁸² Ver: (Marchetti, Miguel, & Errazu, 2007)

proceso no es comercialmente viable. Este proceso usa metanol siendo capaz de producir grandes conversiones en un periodo corto de tiempo, sin embargo la temperatura tiene que ser muy elevada (350C°) y los costes energéticos se incrementan notablemente.⁸³

Otras vías que vienen siendo utilizadas para mejorar el uso de los aceites combustibles son las microemulsiones y la Pirólisis. Por un lado, en el caso de la pirólisis o craqueo térmico, el proceso se basa en la conversión de una sustancia orgánica en otra, por medio del uso de calor con o sin la presencia de un catalizador. La materia prima usada mediante este proceso puede ser aceite vegetal, grasas animales, ácido grasos naturales o ésteres metílicos de ácidos grasos. La descomposición térmica de los triglicéridos produce además alcanos, alquinos, alcadinos, aromáticos y ácidos carboxílicos. La investigación de los procesos pirolíticos de triglicéridos se ha venido desarrollando a los largo de los últimos 100 años, estando muy relacionada con la obtención de combustibles y productos adecuados para los motores diésel, especialmente en aquellas áreas del mundo donde se carece de grandes depósitos de petróleo (Abbaszaadeh, Ghobadian, & Reza , 2012).

Por otro lado, las micro-emulsiones son isotrópicas, translúcidas y termodinámicamente estables dispersiones de agua, aceite, surfactante y frecuentemente algún contensioactivo. Pueden ser obtenidas de aceites vegetales, un éster y un dispersante, con o sin combustible diésel. A causa de su contenido de alcohol, las micro-emulsiones presentan un menor valor volumétrico de calor que el diésel convencional, pero estos alcoholes tienen latente un alto valor calórico de vaporización que además tiende a enfriar la cámara de combustión, lo que reduce los problemas de coquización de la boquilla. Por ejemplo, una micro-emulsión, hecha con metanol y aceites vegetales, puede funcionar similarmente a un combustible diésel al reducir la viscosidad del aceite vegetal (Abbaszaadeh, Ghobadian, & Reza , 2012).

En la tabla I-15, podemos observar las principales características físicas y químicas, requeridas por el estándar ASTM para la producción de biodiesel.

Tabla I – 15: Comparación de los principales cultivos oleaginosos de acuerdo a los requerimientos de la ASTM para la producción de biodiesel								
ASTM/Mp	Óptimos /Unidades	Colza	Soja	Girasol	Palma	Jatropha	UCO	Y G
Humedad	≤ 0,050	0,085	0,029	0,020	0,049	0,073	0,242	0,485
AGL (FFA)	≤ 0,500	0,340	0,070	0,040	0,540	1,170	2,720	2,720
Viscosidad (k) a 40C°	mm ² /s	34,72	28,87	35,84	44,79	33,90	27,00	132,10
Valor de Saponificación	Mg KOH/g	189,80	195,30	193,14	208,62	200,80	198,50	198,36
Material volátil y humedad	< (%)	<0,001	0,4091	<0,001	0,0039	0,0589	0,7598	0,1629
Impurezas no solubles	< (%)	<0,001	0,0098	0,0057	0,0059	0,0240	0,401	0,1728
Materia no saponificable	< (%)	0,85	0,35	0,64	0,02	0,08	0,5	0,34
Estabilidad de oxidación	> (%)	14,1	5,3	10,1	2,7	15,6	2,8	104,9
Azufre	< (%)	5,7	0,8	0,1	1,0	3,5	3,4	30,7
Fósforo	<	17,9	3,7	<0,1	7,3	322,9	27,0	132,1

⁸³ Ver: (Abbaszaadeh, Ghobadian, & Reza , 2012)

	(%)							
Calcio	< (%)	4,6	0,1	<0,1	1,1	121,5	0,1	38,9
Magnesio	< (%)	0,8	0,3	0,1	0,5	104,1	0,8	10,5

Fuente: Elaboración propia a partir de (Sanford , White, & Parag , 2009)

Entre las principales ventajas del uso del biodiesel como sustituto del petróleo diésel están la disponibilidad de las materias primas y la naturaleza renovable del biocarburante. Asimismo, el buen funcionamiento de los porcentajes bajos de mezclas, la adecuación natural a la logística de la cadena de valor del diésel convencional, así como la mayor seguridad en el transporte debido a su alto punto de inflamación y a su naturaleza biodegradable, constituyen ejemplos de las ventajas que se pueden encontrar en el uso del biocarburante como alternativa para la sustitución de productos energéticos en el transporte.

El biodiesel es no-tóxico y se degrada 4 veces más rápido que el petróleo diésel. Su contenido de oxígeno mejora el proceso de biodegradación, incrementando rápidamente la velocidad de degradación del material biológico. Por ejemplo, en el caso del RME (éster metílico de aceite de colza), el 98 % del biocarburante presenta una descomposición biológica en un periodo de 21 días, mientras que solo el 60 % de petróleo diésel en estado puro puede descomponerse en el mismo periodo. Estas características del RME cumplen los estándares internacionales de degradación biológica (establecidos en más del 90 % dentro de los 21 en caso de biocarburantes). En el caso de la biodegradación de las mezclas de diésel combustible con biodiesel, ésta es mayor que en el caso de petróleo diésel para los mismos periodos. En mezclas del 5 % se consigue una biodegradación del 50 %, en menos tiempo (de 28 a 22 días), mientras que en el caso de mezclas mayores como el B20 la reducción del periodo de degradación es aún mayor (de 28 a 16 días).⁸⁴

En los que respecta a las emisiones de gases contaminantes además de la fijación de carbono producida durante la fotosíntesis, las emisiones netas de CO₂ son considerablemente menores en el biodiesel que en el petróleo diésel (Carrateto, Macor, Mirandola, & Stoppato, 2004). Las emisiones máximas de CO₂ que presenta el diésel convencional son mayores a las emitidas por el uso del aceite vegetal y se generan menores emisiones de CO₂ a partir de ésteres en comparación con las emisiones generadas por el uso de aceite puro combustible. En relación con las emisiones de NO_x, éstas son menores para los aceites vegetales que para los ésteres metílicos y el diésel convencional. Asimismo los valores de la opacidad de humo, que dependen principalmente del contenido de pesadas moléculas de hidrocarburos, son para los esterres metílicos mayores que los observados para el petróleo diésel y menores en el caso de los aceites vegetales puros combustibles.⁸⁵

El sistema de inyección resulta muy importante para minimizar las emisiones de gases contaminantes. Es muy importante la optimización del sistema de inyección de combustible tanto para reducir las emisiones, como para la eficiencia en el consumo de combustible. De manera general el biodiesel presenta buenas propiedades lubricantes en comparación con los aceites del petróleo diésel y en particular con el diésel de bajo contenido de azufre. Esto resulta muy

⁸⁴ Ver: (Carrateto, Macor, Mirandola, & Stoppato, 2004)

⁸⁵ Ver: (Altın, Çetinkaya, & Yüces, 2001)

importante para la reducción del desgaste del motor y el sistema de inyección.⁸⁶ El contenido estructural de oxígeno de un combustible mejora la eficiencia de la combustión debido al incremento de la homogeneidad del oxígeno con el combustible durante la combustión. El biodiesel contiene 11 % de oxígeno en peso y no contiene azufre. Debido a esto la eficiencia de la combustión del biodiesel es mayor de la que presenta el diésel convencional.⁸⁷

El mayor número de Cetano del biodiesel en relación con el diésel convencional indica que el biocarburante presenta mejores propiedades de ignición, especialmente las relacionadas con el retardo en el encendido y la calidad de la combustión. Sin embargo, estas propiedades varían según la materia prima utilizada. A mayores cadenas de carbono de ácidos grasos las moléculas son más saturadas y mayor es el número de Cetano. En el caso del biodiesel derivado de las grasas animales el número de Cetano es mayor que en el caso de los aceites vegetales. El consumo específico de petróleo diésel es menor que el consumo específico de los ésteres metílicos, que a su vez son menores que el consumo que presentan los combustibles de aceite vegetal puro. En el caso del uso puro del biodiesel, el tiempo de aceleración se incrementa en aproximadamente 8 % en relación con el diésel convencional, mientras que las mezclas como el B50 conllevan un incremento de 4,1 %. Esto se debe al menor contenido energético de las mezclas. Asimismo, una pobre atomización también puede explicar las reducciones en los resultados máximos del encendido de los motores.⁸⁸

En lo que concierne a las desventajas del uso del biodiesel, la más importante la constituyen sus pobres propiedades de fluido a bajas temperaturas, medidas en términos de punto de nube, punto de vertido y CFPP. Sin embargo estas propiedades pueden mejorarse mediante las mezclas con materias primas no saturadas. En comparación con el diésel combustible, el biodiesel presenta problemas de encendido en frío, de bajo contenido energético, de más alta corrosión (*copper-strip*) y problemas de bombeo dada su alta viscosidad. Esto incrementa el consumo del combustible cuando se utiliza el biodiesel en comparación con el diésel convencional y también en la proporción en que sea utilizado en mezclas (Kegl, 2008).

Otras importantes desventajas del biodiesel, son su alta producción de emisiones de óxidos de nitrógeno, la baja velocidad y potencia del motor, la coquización del inyector, la compatibilidad del motor y el alto precio. Estas desventajas técnicas se transforman en desventajas económicas cuando se evalúa el biodiesel como una virtual alternativa en la sustitución de petróleo diésel en el mercado de combustibles para el transporte.⁸⁹

A pesar de los beneficios medioambientales, el principal obstáculo del biodiesel lo constituye el alto coste de producción comparado con el combustible convencional, que a su vez está determinado por el coste de la materia prima. El 80 % del coste total de operación lo representa la materia prima. Otros costos importantes son el coste del trabajo, el metanol y el catalizador. El coste del biodiesel varía dependiendo del stock base, el área geográfica, la variabilidad de la producción de los cultivos de temporada en temporada, el precio del crudo del petróleo y otros factores. El biodiesel es una alternativa tecnológicamente factible, pero puede llegar a costar entre 1,5 y 3 veces más que el

⁸⁶ Ver: (Kegl, 2008)

⁸⁷ Ver: (Demirbas, Progress and recent trends in biodiesel fuels, 2009)

⁸⁸ Ver: (Fontaras, y otros, 2009)

⁸⁹ Ver: (West, Posarac, & Ellis, 2008)

diésel fósil en los países desarrollados. Su competitividad depende en gran medida del marco general de impuestos que le son aplicables, así como de los impuestos aplicables al diésel convencional, diferencia fiscal que puede incrementar o reducir su competitividad. En vista de que el coste de la materia prima vegetal así como de su disponibilidad determina gran parte del coste final del biodiesel, la competitividad entre las propias materias primas resulta un factor importante al determinar el coste final del biocarburante. Para los diferentes cultivos, el biodiesel de aceite de palma (784-804 \$/Ton) presenta mayores ventajas competitivas en el mercado internacional frente al biodiesel de colza (1035 \$/Ton) y soja (840 \$/Ton). Esto sin tener en consideración los impuestos y derechos arancelarios que se apliquen al éster metílico de palma aceitera (como es el caso de la UE).⁹⁰

Actualmente el precio del biodiesel es competitivo solo en ausencia de impuestos a su consumo, sus beneficios ambientales lo hacen más interesante en la sustitución del diésel convencional sobre todo cuando se toman en cuenta las externalidades negativas del uso de los combustibles fósiles como el petróleo diésel. Sin embargo es importante resaltar que aunque en muchos países dichos costes son internalizados a través de impuestos especiales, en muchos otros países los costes externos de los combustibles fósiles se encuentran subvencionados, haciendo más difícil el desarrollo de la industria de combustibles alternativos para el transporte como el biodiesel.

Debido a que más del 95 % de biodiesel se encuentra siendo producido con aceites vegetales de uso alimentario existe la preocupación de que su producción a larga escala pueda conllevar serios problemas económicos en otros mercados de alimentación humana y animal, y generar un desequilibrio entre la oferta y la demanda de aceites utilizados en la alimentación. Esto se puede ver reflejado en la competencia por las tierras de cultivo, entre la industria energética y la alimentaria por el uso de los cultivos oleaginosos. Asimismo existe una seria preocupación originada en los procesos de producción de biodiesel, que en algunos casos ha conducido a la deforestación y la destrucción de los ecosistemas. En un escenario de uso intensivo de la biomasa para la producción de biocarburantes se requerirían 385 millones hectáreas de plantaciones de cultivos energéticos a nivel global para 2050, estando tres de las cuartas parte de estos en países en vías de desarrollo.⁹¹

I.2.3.2. El mercado mundial del biodiesel

Después de haber identificado las principales características físicas y químicas, así como las potencialidades energéticas, medioambientales y económicas que conciernen a la producción y uso de biodiesel como carburante de automoción, analizaremos como viene funcionando el mercado mundial del biocarburante, así como de sus materias primas con el fin de localizar geográficamente los países con las mejores ventajas comparativas y así poder contextualizar económicamente el desarrollo de su producción y consumo en el mercado mundial.

⁹⁰ Ver: (Demirbas, 2009)

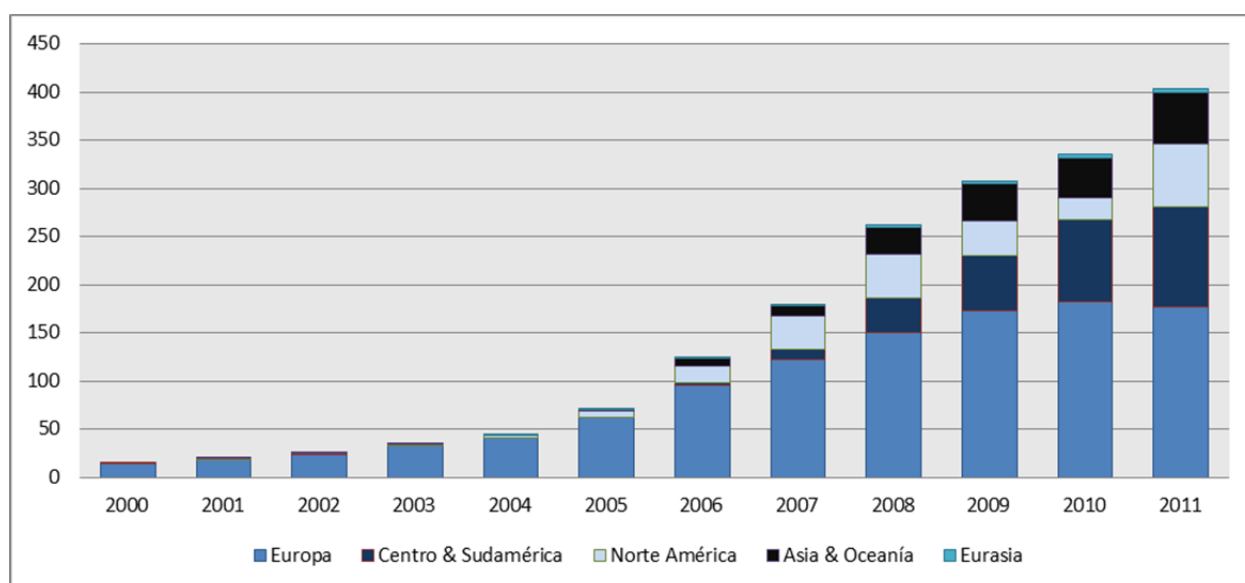
⁹¹ Ver: (Gaoa, Skutschb, Drigo, Pacheco, & Masera, 2011)

I.2.3.2.1. Producción mundial de biodiesel

El segundo biocarburante más producido en el mundo, cuyo uso final se destina al transporte rodado es el biodiesel. La producción mundial de biodiesel se ha multiplicado en más de 26 veces desde el año 2002 hasta el año 2011. Este crecimiento se ha manifestado en distintas regiones con potencial edafo-climáticos para los cultivos oleaginosos, y más recientemente con alta capacidad de producción de biodiesel a partir de aceites reciclados y grasas. Esta producción está destinada tanto para cubrir las propias necesidades energéticas, como para exportar biodiesel a mercados donde se presente una demanda en expansión.

A diferencia del etanol carburante, cuya producción se concentra en el continente americano, gran parte de la producción de biodiesel se concentra en el continente Europeo, donde la producción ha pasado de alrededor de 15Mbd en el año 2000, a alrededor de 177 Mbd en 2011, representando el 44 % de la producción global. El crecimiento de la producción de biodiesel a nivel regional está dominado por el crecimiento de la producción de biodiesel en la Unión Europea, impulsado por las políticas de diversificación de fuentes de energía en el transporte. Como es evidente, Europa no ha sido la única región del mundo donde se ha manifestado un importante crecimiento de capacidad de producción de este biocarburante.

Gráfico I – 88: Producción mundial de biodiesel por regiones (Mbd)



Fuente: Elaboración propia a partir de (US EIA, 2013)

La segunda región más importante en producción de biodiesel en la actualidad es Latinoamérica. La región ha pasado de un nivel de producción de 0,1 Mbd en 2000, a alrededor de 103 Mbd en 2011, una cantidad que representa un 26 % del total. La producción en Sudamérica principalmente en Brasil, en Argentina, y en los últimos años también en Colombia, ha crecido notablemente, y aunque el consumo interno se ha expandido, gran parte del biodiesel producido en esta región se destina a cubrir la demanda externa.

Tabla I – 16: Principales productores mundiales de Biodiesel (Mbd)							Crecimiento Estimado (%)
	2000	2011-2020	2008	2009	2010	2011	2012/2013
Canadá	0,00	0,20	1,70	2,10	2,40	2,70	-3,91
EEUU	0,00	5,92	44,11	33,02	20,18	63,11	1,65
Argentina	0,10	0,20	13,90	23,10	36,00	47,34	2,01
Brasil	0,00	0,01	20,05	27,71	41,31	46,05	2,85
Colombia	0,00	0,00	1,40	5,70	7,20	9,00	3,54
UE-27	15,10	62,06	150,69	173,87	183,11	177,69	6,28
China	0,00	0,80	5,00	6,00	6,00	7,80	-
India	0,00	0,20	0,20	1,00	2,00	2,00	9,15
Indonesia	0,00	0,20	2,00	6,00	8,00	20,00	3,70
Corea del Sur	0,00	0,20	3,20	5,00	6,50	6,30	-
Malasia	0,00	0,00	4,50	4,50	2,00	1,00	13,64
Filipinas	0,00	0,20	1,10	2,00	2,40	2,50	9,43
Tailandia	0,00	0,40	7,70	10,50	11,00	10,20	4,93
Otros	0,00	0,85	6,53	7,94	7,59	8,77	
Mundo	15,20	71,24	262,09	308,45	335,69	403,73	
Principales Productores de biodiesel en la UE-27							
Austria	0,40	1,60	4,20	6,10	5,70	6,20	
Bélgica	0,00	0,02	5,40	8,10	8,50	8,70	
Finlandia	0,00	0,00	1,60	4,30	5,60	4,00	
Francia	5,90	8,40	34,40	41,00	37,00	34,00	
Alemania	4,30	33,00	55,00	45,00	49,00	52,00	
Italia	1,60	7,70	13,10	15,60	14,50	11,20	
Países Bajos	0,00	0,00	2,00	5,40	7,50	9,60	
Polonia	0,00	1,20	5,00	6,00	7,00	7,50	
Portugal	0,00	0,02	3,30	4,90	6,00	5,50	
España	1,60	3,20	4,30	14,00	16,00	12,00	
Suecia	0,00	0,20	2,80	3,50	4,00	5,00	
Reino Unido	0,00	0,90	5,50	4,00	4,00	4,00	

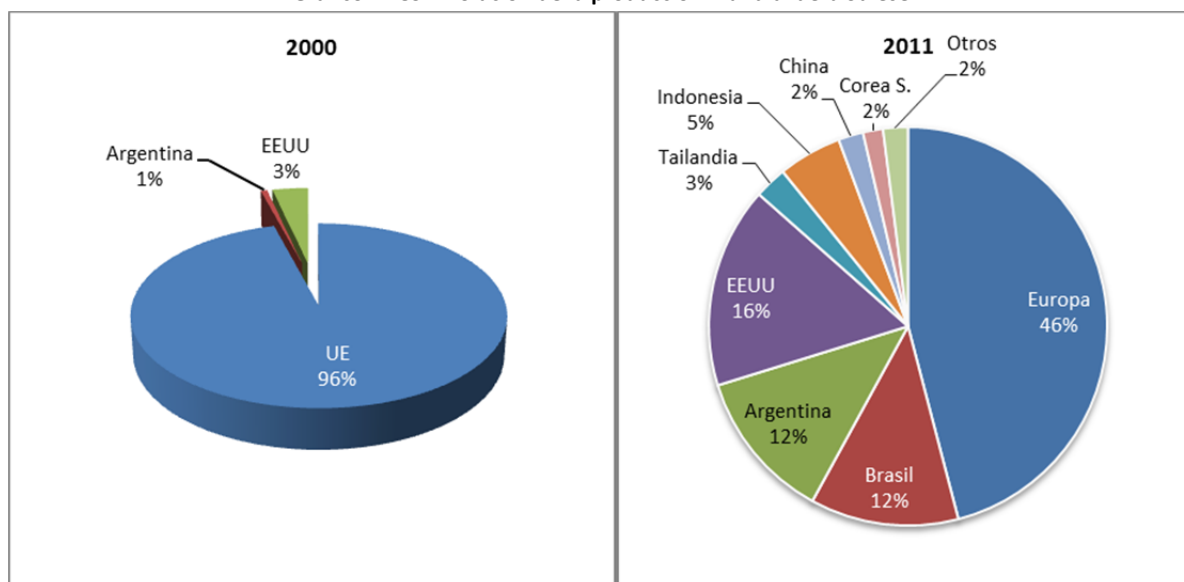
Fuente: Elaboración Propia a partir de (US EIA, 2013) y (OECD-FAO, 2013)

Por su parte, la producción de biodiesel en Norteamérica tuvo una tendencia creciente hasta 2008, llegando a producir en ese año hasta 16,7 Mbd, sin embargo su nivel de producción ha decaído en más de 3,6 Mbd en el año 2009 y en más de 8,3 Mbd en el 2010. Actualmente, la región de Norteamérica, que ha pasado, a producir alrededor de 65 Mbd en 2011, una cuota del 16 % de la producción global.

Otro incremento importante de la producción de biodiesel en la última década se ha observado en Asia y Oceanía que han pasado de una producción conjunta cercana a cero en el año 2000, a un nivel de producción de alrededor de los 15 millones barriles en 2010, constituyéndose en uno de los crecimientos más importantes en la producción de biodiesel, hasta alcanzar una cuota del 13 % de la producción mundial en 2011.

La Unión Europea por su parte, continúa siendo el mercado más grande de biodiesel en el mundo. La UE-27, cuya producción de biodiesel se basa principalmente en el uso de semillas oleaginosas como la colza o el girasol, concentraba el 96 % de la producción mundial en el año 2000. La producción dependía en gran medida de la capacidad de países como Alemania, Francia, Italia y España, ya que para entonces el desarrollo industrial de las plantas de producción de biodiesel en los demás países de la Unión estaba todavía en proceso de gestación.

Gráfico I – 89: Evolución de la producción mundial de biodiesel



Fuente: Elaboración propia a partir de OCDE 2012

Este panorama mundial ha cambiado significativamente, sobre todo en los últimos años de la década pasada. En 2011 la producción de biodiesel en la Unión Europea representaba todavía la mayor parte de la producción mundial, pero con el 46 % del total, mientras que la producción en el resto del mundo se incrementó notablemente pasando de un 4 % a más del 50 %. Este incremento sustancial se ha debido en gran parte al desarrollo de la capacidad industrial de producción de biodiesel a partir de soja en países como Brasil, Argentina, así como el incremento de la producción en EEUU, impulsadas por sus políticas de uso de carburantes renovables y las oportunidades de exportación que ofrecía el mercado de la UE.

Con esta evolución, Brasil no solo se sitúa como el segundo más grande productor y el más grande exportador de etanol carburante, sino que también alcanzaba una cuota del 12 % de la producción mundial de biodiesel junto a Argentina, ambos con niveles similares de producción (alrededor de los 47000 mbd). Por su parte EEUU se consolidaba como el segundo más grande productor de biodiesel, del mundo con una cuota del 16 % (alrededor de los 64000 Mbd). Asimismo el incremento de la producción de biodiesel a partir de palma aceitera en los países del sudeste asiático, principalmente Tailandia, Indonesia y China, han contribuido notablemente con alrededor de 46000 mbd en la producción mundial de biodiesel del año 2011, llegando a representar conjuntamente un 12 % del total de la producción global.

En el caso de la producción en América, la OCDE-FAO (2013) estima que sus niveles de producción lograrán incrementos significativos. Por un lado, el incremento de la producción de biodiesel en EEUU se debería principalmente por el aumento en el uso de grasas animales, aceites reciclados y de

maíz (este último como subproducto de las propias biorrefinerías de etanol carburante), que acompañarían el incremento de biodiesel de soja producido en EEUU. Por el lado de Argentina y Brasil, el aumento de la producción de soja, y la creciente incorporación e impulso al desarrollo de la explotación de otros cultivos oleaginosos a la matriz de producción del biodiesel brasileño (como la palma aceitera), podrán favorecer la expansión del biocarburante en este país.

De forma similar al caso del bioetanol, la expansión de la producción del biodiesel en los últimos años, se ha debido en gran medida al cambio del marco regulatorio sobre el cual funciona el mercado de los combustibles en el sector del transporte rodado, y cuyos objetivos fundamentales se traducen en la reducción de las importaciones de petróleo y el aumento de energías renovables en el transporte, así como en el aumento de las exportaciones de productos energéticos. Las obligaciones de mezcla, objetivos de producción, créditos y exoneraciones fiscales, subsidios directos o indirectos, son algunos de los instrumentos aplicados a lo largo de la cadena de valor del biocarburante, y son elementos indispensables para entender la evolución de la producción y el consumo de biodiesel a nivel global. Teniendo en cuenta esto, las industrias vinculadas a la producción de aceite vegetal en todo el mundo han visto en los mercados energéticos una oportunidad de diversificar el destino de la producción.

I.2.3.2.2. Consumo de Biodiesel

El consumo de biodiesel ha crecido notablemente en los últimos años a nivel global. La regulación del mercado de combustibles en el transporte, ha experimentado una serie de cambios que han provocado una serie de ajustes en los patrones de demanda de biocarburantes. Así como de los patrones de demanda de una serie de materias primas agrícolas utilizadas para su producción. El incremento del consumo mundial ha representado en 2011, 29 veces el consumo mundial del año 2000 como podemos observar en la tabla I-16.⁹²

Tabla I – 16: Consumo mundial de Biodiesel (Mbd)							Uso en diésel (%)	Crecimiento Estimado
	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2010/2012	2013/2022
Canadá	0,00	0,20	1,70	1,81	2,20	5,00	1,1	0,43
EEUU	0,00	5,924	20,54	20,64	14,92	57,80	1,8	1,76
Argentina	0,10	0,30	0,30	0,50	9,90	14,7	5,6	2,98
Brasil	0,00	0,00	19,10	26,96	42,43	45,00	4,9	2,70
Colombia	0,00	0,00	1,40	5,70	7,20	9,00	-	3,55
UE-27	14,30	52,78	176,61	214,83	232,56	239,5	5,2	5,03
China	0,00	0,80	5,00	6,00	6,00	7,00	-	-
India	0,00	0,02	0,02	1,00	2,00	2,00	-	10,54
Indonesia	0,00	0,04	1,00	2,00	4,00	5,00	-	10,10
Malasia	0,00	0,00	0,90	0,10	0,10	-	-	14,82
Corea del Sur	0,00	0,20	3,20	5,00	6,50	6,3	-	-
Tailandia	0,00	0,10	7,70	10,50	11,00	10,2	-	4,93

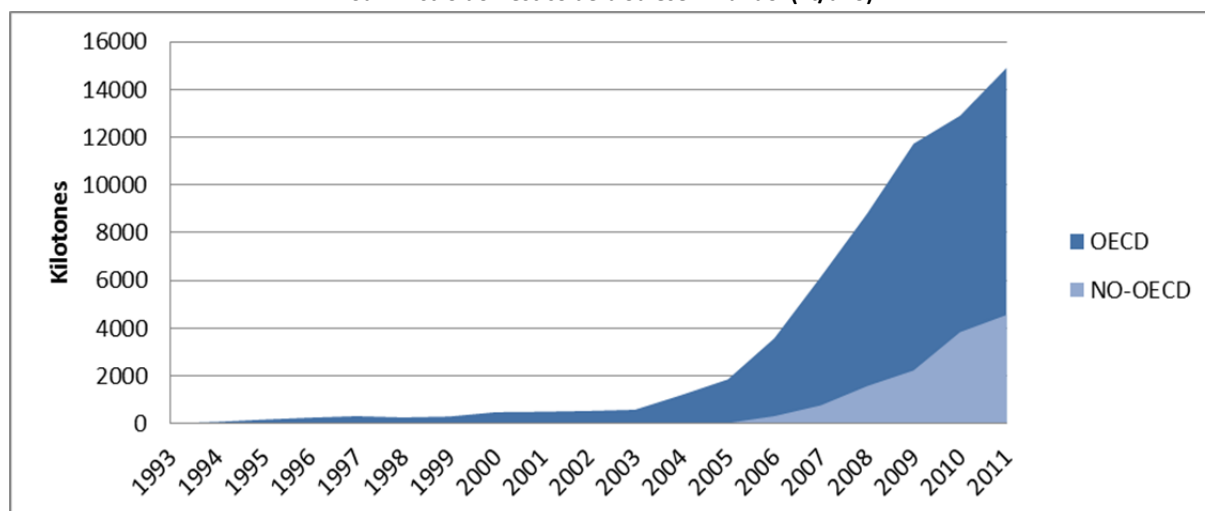
⁹² Ver: (Ajanovic & Haas, 2010)

Otros	0,00	1,13	8,00	11,78	15,25	9,95	-	
Mundo	14,40	61,34	242,85	303,93	349,76	414,20	3,0	4,46
Principales consumidores de biodiesel en la UE-27								
Austria	0,40	1,70	7,90	10,20	10,30	9,50		
Bélgica	0,00	0,00	1,90	6,20	6,40	6,20		
Francia	6,00	7,12	40,60	45,00	40,00	40,50		
Alemania	4,90	35,00	53,00	49,00	50,50	47,50		
Italia	0,00	3,90	14,00	23,30	30,00	31,00		
Polonia	0,00	0,30	7,00	8,00	12,00	15,00		
Portugal	0,00	0,00	2,80	5,00	7,00	7,00		
Rumanía	0,00	0,00	2,60	2,90	4,00	2,80		
España	1,60	3,20	11,00	20,00	26,00	32,00		
Suecia	0,00	0,20	2,80	3,50	4,00	5,00		
Reino Unido	0,00	0,60	15,30	18,00	18,00	16,00		

Fuente: Fuente: Elaboración Propia a partir de (US EIA, 2013) (OECD-FAO, 2013)

El suministro doméstico de biodiesel, entendido como el consumo total menos las importaciones, es notablemente superior en los países desarrollados. Como podemos observar en el gráfico número I-89, el suministro doméstico de biodiesel se concentra mayoritariamente en los países industrializados agrupados en la OCDE. Sabiendo que los principales productores de biodiesel se encuentran en la OCDE, estos datos indican que la mayor parte de la producción en estos países responde al incremento de la demanda interna, ambas impulsada por las políticas de uso de biocarburantes en el transporte que vienen siendo aplicadas en los grandes mercados de la OCDE.

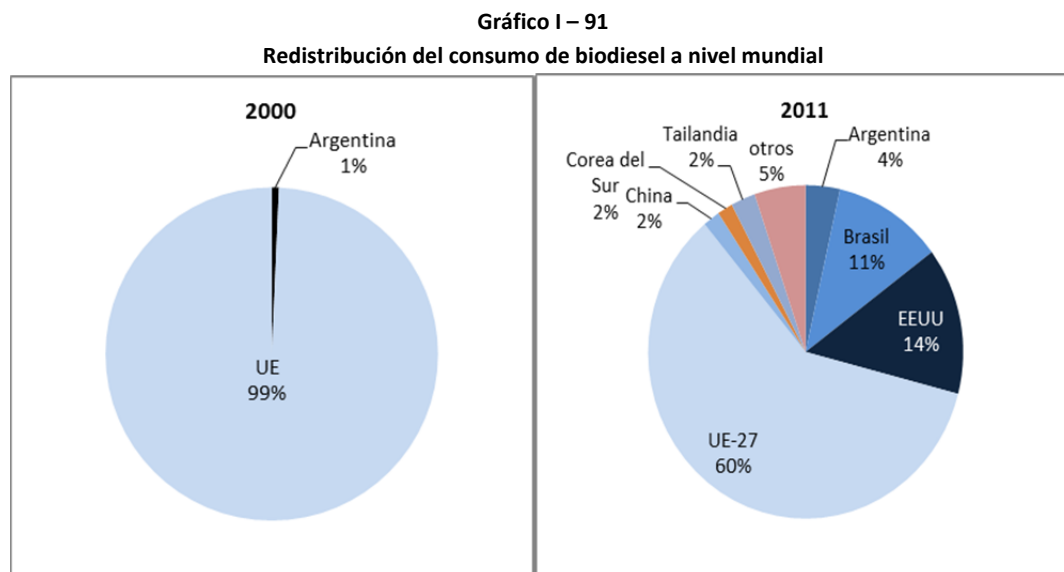
Gráfico I – 90
Suministro doméstico de biodiesel: Mundo. (kt/año)



Fuente: (OECD, 2012a)

Dentro de la región de la OCDE el más grande consumidor de biodiesel es la UE. En el año 2000 era la región que consumía casi el 100 % del biodiesel producido. 11 años después, la distribución del consumo ha cambiado notablemente. Mientras que la UE sigue siendo la región que presenta el mayor consumo a nivel global, alcanzando el 60 % del total, otros países han incrementado considerablemente su consumo. La mayoría de este incremento responde a objetivos de consumo doméstico de biocarburantes en el transporte rodado, pero una parte significativa de la producción también se destina a la exportación. Entre los principales consumidores de biodiesel podemos

mencionar además a EEUU con el 14 % del consumo mundial en 2011, Brasil con una cuota del 11 %, así como Argentina y otros países asiáticos con cuotas entre el 4 % y el 2 %.



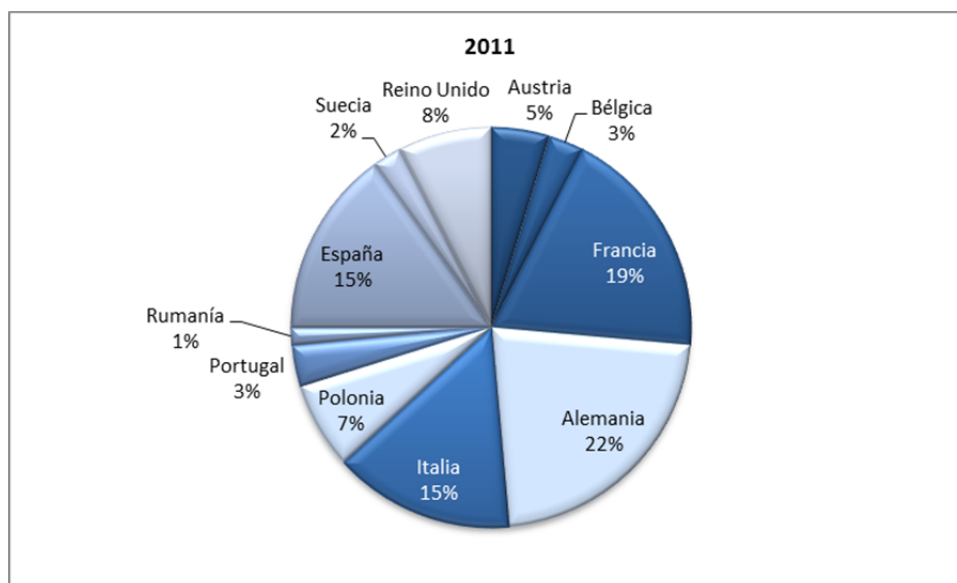
Fuente: (US EIA, 2013)

En el caso de EEUU, la cantidad de biodiesel consumida es todavía mucho menor que la cantidad consumida por los vehículos capaces de consumir mezclas de baja proporción, por lo que hay una brecha importante para elevar el consumo, especialmente cuando la regulación del estándar RFS-2 establece que cada unidad consumida de biodiesel representará un 1,5 de una unidad de cumplimiento del mandato. El mandato del RFS-2, ampliado de 3200 millones de litros a 4800 millones desde 2012 puede resultar en una importante expansión de la demanda doméstica de biodiesel.⁹³

Los principales consumidores de biodiesel en la UE-27 son Alemania, Francia, Italia y España, que sostienen la demanda de biodiesel de la Unión con alrededor de 140 Mbd en 2011, representando en conjunto más del 70 % del consumo total de la UE. Países como el Reino Unido, Austria, o Polonia y Portugal han también han incrementado su consumo considerablemente, especialmente en los últimos años de la década pasada, llegando a consumir 47,50 Mbd de biodiesel en 2011. Otros países como Bélgica, Suecia y Rumanía han incrementado también su consumo de biodiesel en relación con los primeros años de la década del 2000. La OCDE (2013) estima un incremento en el uso de biodiesel en la UE de alrededor de 18300 millones de litros para 2022, representado una cuota promedio de mezcla en diésel de 7,4 %, por lo que la producción doméstica deberá incrementarse para seguir la expansión de la demanda, esto último en tanto no se observen cambios sustanciales en los sistemas de promoción que afecten la estabilidad del mercado.

⁹³ Ver: FAO-OCDE (2013)

Gráfico I – 92: Consumo de biodiesel en la UE



Fuente: US IEA (2013)

En lo que respecta a las previsiones de crecimiento del consumo del biodiesel en esta década, la FAO (2012) proyecta un crecimiento del consumo mundial de alrededor del 4,46 % para 2022. Los países que proyectan el mayor crecimiento del consumo se encuentran en la región asiática, entre los más destacados está Malasia con un 14,82 %, India con un 10,54 %, Indonesia con un 10,10 %, y Vietnam con un 11,21 %. Estas previsiones se basan en el supuesto de la expansión del uso de cultivos de alto rendimiento como la palma aceitera y a una mayor regulación de su consumo. Para la Unión Europea, la FAO también prevé un notable crecimiento en el sector (5,2 %), que estaría impulsado por las políticas de incentivos en la demanda del biocarburante, y que buscarían ampliar las dimensiones del mercado de la UE. En el marco de estas políticas, el desarrollo de la I+D+I aplicada a biocarburantes de segunda generación es importante para el futuro desarrollo del sector en la UE, aunque se espera que su contribución todavía sea modesta. Por su parte en América Latina el crecimiento del biodiesel será importante, pero tendrá un ritmo más moderado, con tasas entre el 2 % y el 3 % para países como Argentina, Brasil, Colombia o Perú.

I.2.3.2.3. Comercio internacional de Biodiesel

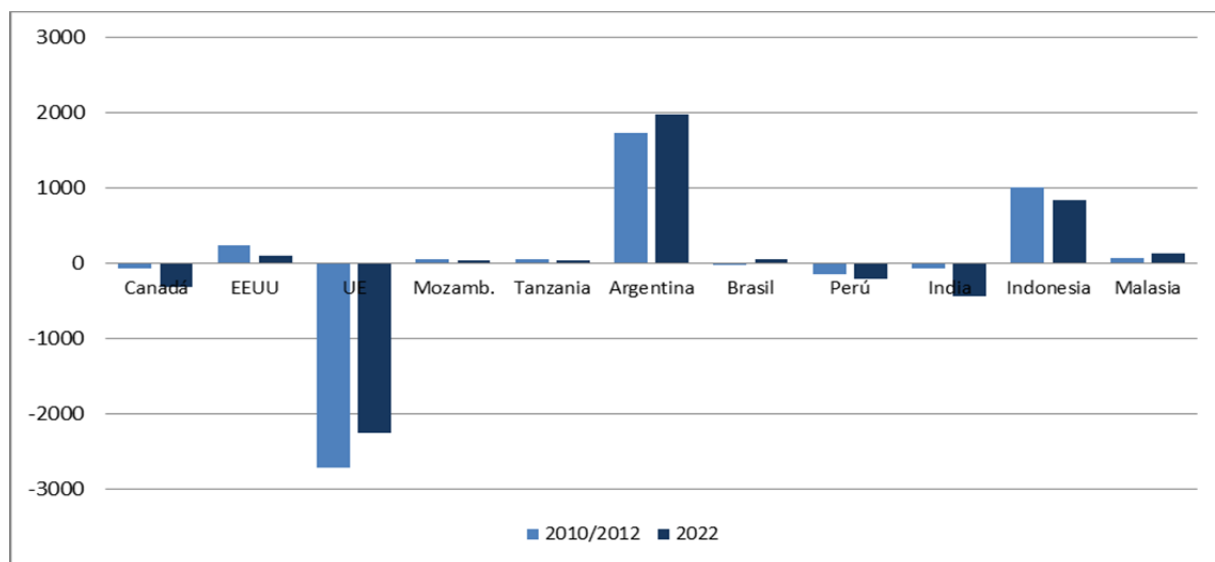
Aunque el comercio Internacional de biodiesel aún se encuentra poco desarrollado, en los recientes años muchos países han venido implementando ambiciosos objetivos de biocarburantes o mandatos de mezclas obligatorios. Las razones se encuentran principalmente por un lado, en elevar el nivel de independencia energética de las importaciones de crudo de petróleo, y por otro lado, en incrementar el valor agregado de sus productos destinados a las exportaciones. Algunos son países notablemente exportadores como Argentina, Indonesia o Malasia. Un factor limitante es la disponibilidad de materias primas como la Jatropha, que todavía no resulta adecuada para la producción de biodiesel a gran escala.⁹⁴

Mientras que en 2005 el comercio neto de biodiesel apenas alcanzaba los 56 millones de litros cayendo a 0,11 millones en 2006, en 2007 el comercio se recuperó notablemente alcanzando los 900

⁹⁴ Ver OCDE-FAO (2012)

millones y continuó creciendo sostenidamente en el año 2008, llegando hasta 2573 millones de litros. En 2009 y 2010 el intercambio comercial decayó casi en una quinta parte, pero logró recuperarse notablemente en 2011 alcanzando los 2480 millones de litros de biodiesel comercializados a nivel mundial. Finalmente, el promedio del periodo 2010-2012 indica que el comercio internacional de biodiesel decayó unos puntos situándose alrededor de los 2029 millones de litros.

Gráfico I – 93: Comercio Internacional de Biodiesel



Fuente: elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2013)

En lo concerniente a las exportaciones, con un promedio de 1329 millones de litros, Argentina se constituye como el primer exportador de biodiesel a nivel mundial en el periodo 2008-2010, representando el 45 % de las exportaciones totales. Asimismo, Argentina continuó siendo el mayor exportador de biodiesel del mundo con 1740 millones de litros en el periodo 2010/2012, representando un 47 % de las exportaciones totales. En el caso de Argentina la producción de biodiesel ha estado notablemente enfocada a los mercados externos, debido principalmente a los incentivos generados por el sistema arancelario diferenciado de las exportaciones de materias primas y biodiesel. Por detrás se encuentra EEUU y Malasia, que con 748 y 559 millones de litros representaron el 25 % y 19 % respectivamente en 2008/2010, pasando las exportaciones malayas a cuadruplicar las exportaciones estadounidenses en 2010/2012, alcanzando los 1012 millones de litros, un 27 % de la cuota mundial. Tailandia por su parte ha representado una notable cuota del 13 % de las exportaciones mundiales, al colocar en los mercados energéticos alrededor de 497 millones de litros en este último periodo. Entre otros exportadores podemos mencionar a Mozambique, Tanzania y Tailandia.⁹⁵

Para la OCDE (2012), existe un potencial de crecimiento de la producción y de las exportaciones de biodiesel en algunos países del sudeste asiático. La capacidad de producción en países como Indonesia o Malasia está infrutilizada por lo que puede aumentar notablemente en el futuro. En el caso de Malasia su producción actual no llega al 45 % de su capacidad potencial; mientras que en el

⁹⁵ (OECD-FAO, 2013)

caso de Indonesia la explotación de su capacidad de producción de biodiesel solo llega hasta el 10 % aproximadamente.

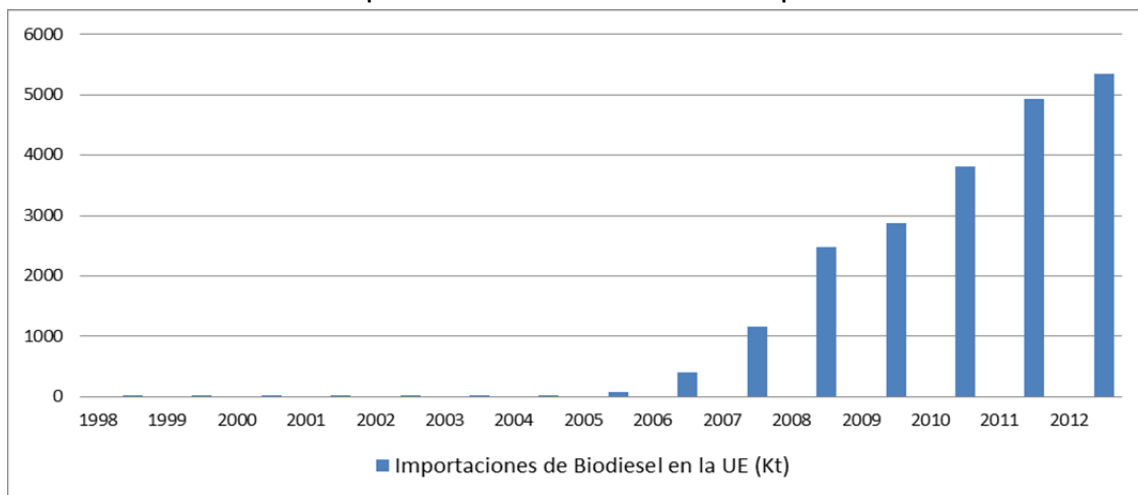
La Unión Europea es el principal importador de este biocarburante. A diferencia del Bioetanol que es considerado por la UE-27 como una industria naciente, la industria de biodiesel es mucho más desarrollada y competitiva frente a otras industrias en otros países productores. Sin embargo los niveles actuales de producción no bastan para alcanzar las cuotas obligatorias de renovables en el transporte establecidas en la legislación comunitaria. La diferencia es cubierta por importaciones de biodiesel producido en terceros países. Para esto la regulación arancelaria ha venido permitiendo un considerable grado de fluidez del mercado, a diferencia de lo que ocurre con la industria del bioetanol que se encuentra mucho más protegida de las importaciones. En los últimos años, el incremento de la demanda interna de la Unión Europea no solo ha elevado los niveles de producción interna sino también las importaciones de biodiesel, que llegan a representar casi el 91 % de las importaciones mundiales de este biocarburante a nivel mundial, siendo, para las industrias exportadoras de varios países, el mercado más importante para colocar su producción.

A pesar de esto, en los últimos años las preocupaciones tanto medioambientales como económicas dentro de la UE, han sido más estrictos con la entrada de biodiesel importado, estableciendo medidas específicas antidumping o condicionando la entrada de los biocarburantes a cumplir una serie de criterios astringentes de protección ambiental a lo largo del proceso de producción. En el caso particular de EEUU sus exportaciones a la UE han decaído notablemente después de que la Comisión Europea denunciara que el biodiesel producido en EEUU competía deslealmente en el mercado europeo sobre la base de ingentes subsidios a la industria del biocarburante. Asimismo, la UE ha regulado las importaciones de algunos países del sudeste asiático, donde había indicios de destrucción de reservas naturales y ecosistemas debido a la producción de biodiesel basado en monocultivos como la palma aceitera en zonas consideradas de alto valor ambiental. Más recientemente las medidas compensatorias y antidumping se han aplicado a las importaciones de biodiesel de Argentina y otros exportadores del sudeste asiático, confirmando la reversión de la política de mayor apertura comercial observada en los años anteriores.⁹⁶

En el mediano plazo, las exportaciones provenientes de algunos países a la UE pueden estar limitadas considerablemente por los criterios de sostenibilidad requeridos por la regulación del mercado de biocarburantes a nivel comunitario, en tanto la producción de aceites vegetales como la colza, la palma aceitera o la soja no alcancen a cumplir los criterios mínimos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, establecidos en un 50 % exigible desde 2017. Esta regulación puede desfavorecer, no solamente a los productores que usan en estas materias primas en países del sudeste asiático, sino también a exportadores de biodiesel de soja de EEUU y de Argentina, afectar finalmente la matriz mundial de exportaciones, abriendo un nicho de mercado solamente a los productores que cumplan los requerimientos de la RED (2009), que en general son criterios que aumentan considerablemente los costes de producción.

⁹⁶ Ver: (OECD-FAO, 2010)

Gráfico I – 94
Importaciones de biodiesel en la Unión Europea



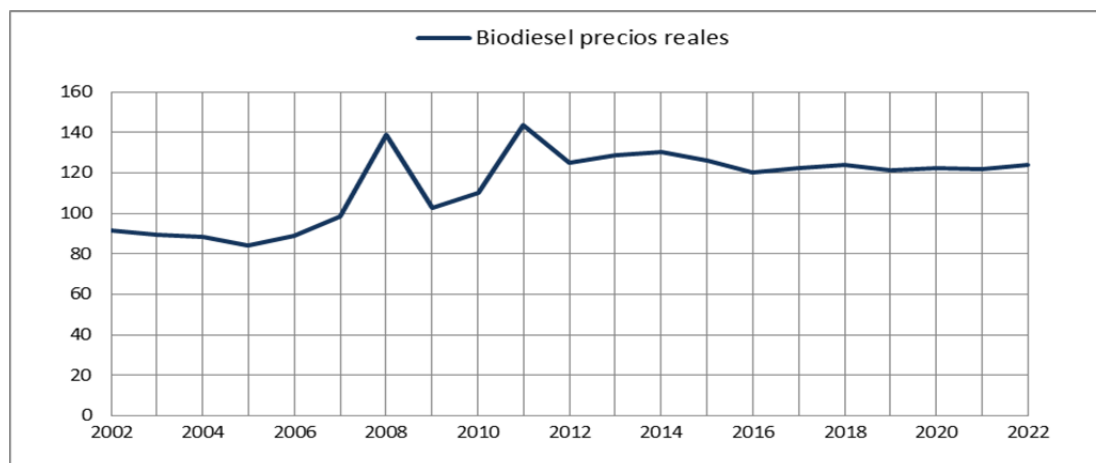
Fuente: Elaboración propia a Partir de (OECD-FAO, 2013)

Aun con todo, la OCDE (2013) espera que se mantengan los niveles actuales de intercambio de biodiesel en el mercado mundial. En virtud de los objetivos de cuotas de biocarburantes en la UE, la OCDE considera que las importaciones seguirán cubriendo una considerable parte de la demanda doméstica y que permanecerán constantes en los próximos años estabilizándose a los niveles actuales.

En lo que concierne a los precios del biodiesel, por un lado se encuentran afectados en gran medida por las fluctuaciones de los precios de las materias primas, que a su vez están afectados por los costes energéticos y demás factores e insumos que intervienen en su cadena productiva. Por otro lado la competitividad del biodiesel se encuentra relacionada estrechamente con los niveles de precios del diésel combustible, dado que cuanto más alto sean el precio del diésel, la producción de biodiesel se hará más atractiva. En el primer caso los inputs energéticos generalmente basados en el consumo de petróleo afectan los costes de producción en las diferentes etapas de la cadena de valor, encareciendo o abaratando el coste final de las materias primas, el coste del procesamiento en las plantas, así como el coste del transporte. Por ejemplo los fertilizantes basados en nitrógeno, así como otros químicos de la agroindustria, están altamente vinculados a los precios del petróleo, lo cual se traduce en un potencial incremento de los costes de producción. Dependiendo de qué cultivo oleaginoso o materia prima se trate, la influencia del petróleo sobre los precios será mayor o menor. Por estas razones algunos países tratan de desacoplar el petróleo de la cadena de valor del biodiesel y utilizar otras fuentes de energía domésticas que sustituyan el uso energético del petróleo en los procesos de producción. Tal es el caso de EEUU que utiliza gas natural en el proceso de producción del biocarburante.⁹⁷

Gráfico I – 95
Evolución de los precios del biodiesel (US\$/hl)

⁹⁷ Ver: (OECD-FAO, 2013) y (World Watch Institute, 2007)



Fuente: Elaboración propia a partir de FAO (2011)

En el caso del biodiesel, el impacto de un incremento de 25 % en los precios del petróleo se traslada en casi un 15 % sobre el precio de los fertilizantes y aproximadamente un 12,5 % sobre los precios del biodiesel. Mientras que el impacto de los precios del petróleo es menor en los precios de los aceites vegetales y las semillas oleaginosas, el incremento de su coste, al igual que el incremento del coste de los fertilizantes, se integra finalmente en los costes totales de la cadena productiva del biodiesel.⁹⁸

El segundo caso se trata de los costes relativos entre la dependencia en las importaciones de petróleo derivadas de la inelasticidad de la demanda de carburantes en el transporte rodado y los costes totales derivados del proceso de sustitución del diésel por el biodiesel. Mientras los precios del petróleo sigan una tendencia creciente en el mercado internacional y mientras los gobiernos establezcan medidas que incrementen la competitividad del biodiesel frente al diésel combustible, así como medidas que internalicen los costes externos de los combustibles fósiles, los incentivos para la producción del biocombustible podrán ser más atractivos a la inversión privada y esto redundará en el desarrollo de la industria. “*Ceteris paribus*”, al tratarse de productos sustitutivos, la variación en los precios del petróleo provocará una variación en la demanda del biocombustible. Habrá un incremento en la demanda del carburante sustituto cuando se produzca un aumento de los precios del petróleo, y un decremento de la demanda cuando se produzca una reducción de precios. En el caso de los biocombustibles como el biodiesel, la pendiente positiva que marca el incremento de los precios de los derivados del petróleo en el mediano plazo, constituye una variable muy importante en la toma de decisiones que afectan el desarrollo de las industrias nacionales de biodiesel.⁹⁹

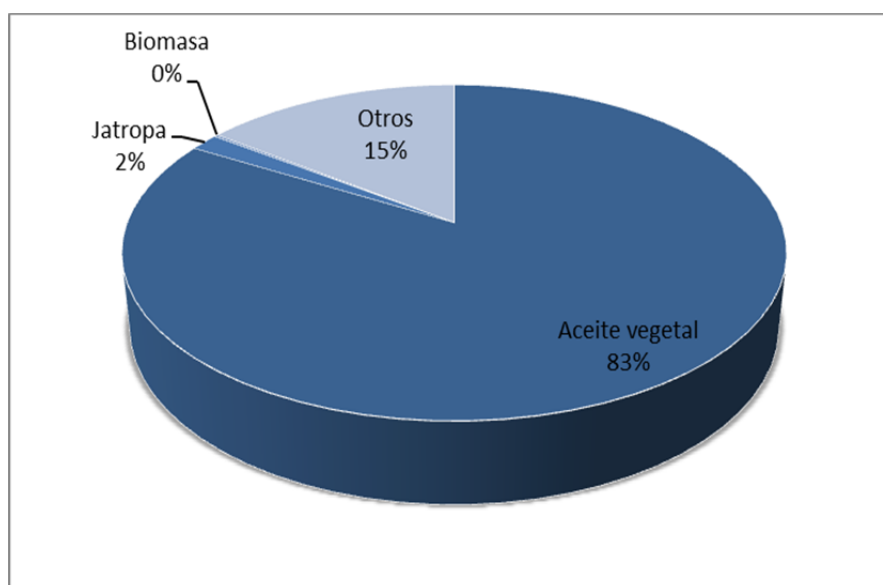
⁹⁸ Ver: (OECD-FAO, 2012)

⁹⁹ Ver: (OECD-FAO, 2012)

I.2.3.3. Materias primas para la producción de biodiesel

Como hemos visto el biodiesel es generalmente elaborado mediante la transesterificación de triglicéridos obtenidos principalmente a partir aceites vegetales, aceites residuales de cocina, o grasas animales. En la actualidad la mayoría de la producción de biodiesel se obtiene de aceite vegetal extraído de cultivos oleaginosos de los cuales se obtiene, con distintos costes, el aceite vegetal. El aceite vegetal es un compuesto orgánico extraído de las semillas, frutos u otras partes de las plantas, en cuyos tejidos se deposita como fuente de energía, estando constituido principalmente por ácidos grasos y glicerina.

Gráfico I – 96: Principales materias primas usadas para la producción de biodiesel (producción 2010/2012)



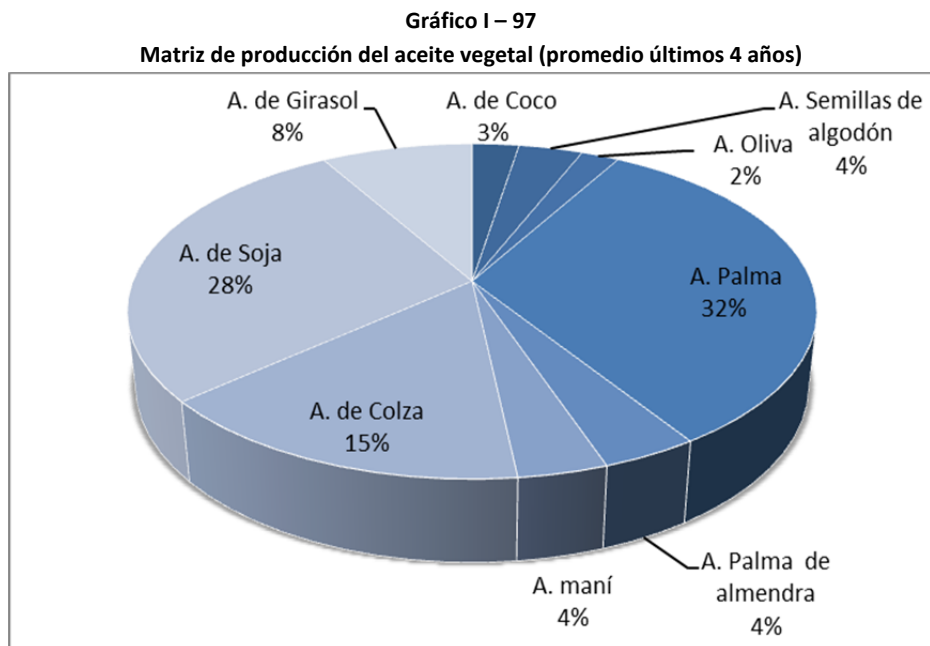
Fuente: Elaboración propia a partir de OCD-FAO (2013)

Como podemos observar en el gráfico I-95, casi la totalidad del biodiesel producido en la actualidad, es obtenido mediante la transformación del aceite vegetal extraído de cultivos oleaginosos. Los problemas de saturación en los mercados alimentarios y la caída de los precios, derivados en gran medida por las políticas agrícolas de los principales productores mundiales, han sido un rasgo predominante en la industria aceitera. Las políticas de fomento de uso de biodiesel, al expandir la demanda de los mercados alimentarios a los mercados de energía, ha sido un gran bálsamo para los productores de aceite vegetal en muchos países. El coste de producir aceite para el consumo alimentario humano, esta desde entonces determinado por el coste de dejar de producir biodiesel para los mercados de energía, estrechando así a organización industrial del sector alimentario del aceite con la de los carburantes para el transporte.

I.2.3.3.1. El aceite vegetal

El aceite vegetal se obtiene del procesamiento de diferentes cultivos oleaginosos usados en la industria alimentaria. Entre los principales cultivos para producir aceite vegetal se encuentra el Coco, las semillas de algodón, el olivo, la palma, la palma de almendra, el maní, la colza, la soja o el girasol

entre otras. Asimismo, aunque todavía su uso en la producción de biodiesel es bastante modesto, otro de los cultivos oleaginosos que viene generando muchas expectativas en la producción futura de biodiesel es la Jatropha. La Jatropha es un arbusto oleáceo de la familia de las Euforbiáceas que crece en regiones subtropicales o tropicales con suelos arenosos de mediana o baja fertilidad. Estas características son muy importantes, dada la competencia entre los fines alimentarios y energéticos que representa la producción de biocarburantes, tanto en el uso final de los cultivos oleaginosos como en el uso de la tierra y el agua.



Fuente: Elaboración propia a partir de EEUU USDA (2012)

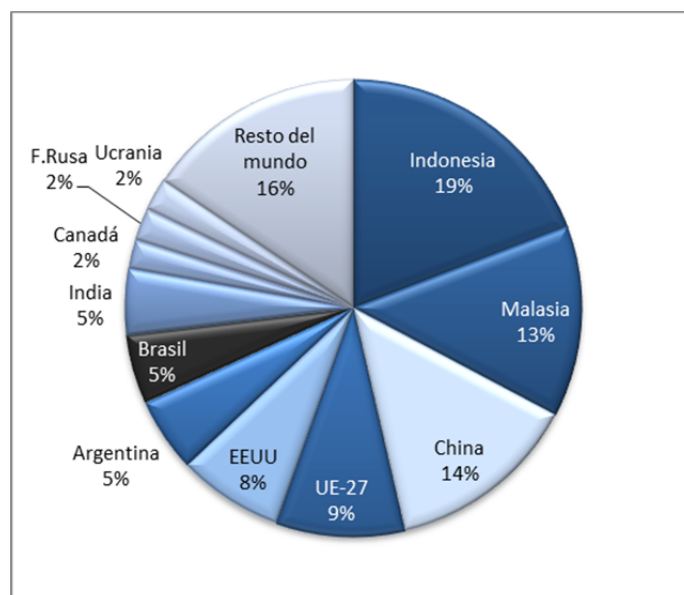
Como podemos observar en el gráfico I-96, el 60 % del aceite vegetal se obtiene de dos cultivos oleaginosos: la palma aceitera y la soja. Si agregamos los cultivos de colza y girasol, la cuota se eleva al 84 % de la matriz de producción total de aceite vegetal a nivel mundial. La producción que creció a una tasa de 4,62 % durante 2003/2012, alcanzó alrededor de 156, 234 millones de toneladas en el periodo 2010/2012, por encima de las 137,7 millones de toneladas en el período 2008-2010.

La producción de aceite vegetal se encuentra bastante concentrada a nivel global. Ocho son los más grandes productores de aceite vegetal en el Mundo: Indonesia, Malasia, China, la UE, EEUU, Argentina, Brasil y la India. Estos 8 países representan alrededor del 80 % de la producción total, pero su nivel de consumo difiere notablemente entre los grandes productores, por lo que se trata de un mercado internacional muy dinámico, que integra el uso alimentario del aceite, con el uso energético.

Entre los principales productores de aceite vegetal a nivel mundial se encuentran los grandes productores del sud este asiático, Indonesia y Malasia, que juntos representan un tercio de la producción mundial de aceite. Estos países cultivan, por sus condiciones climáticas y edáficas, la palma aceitera, siendo la principal oleaginosa utilizada tanto para la producción de aceite como de biodiesel en la región. Su consumo generalmente representa una fracción de la producción, por lo que se trata además de los más grandes exportadores de aceite vegetal y biodiesel a nivel mundial. También son grandes exportadores de biodiesel, destinando una parte significativa del aceite

vegetal producido a la producción del biocarburante. Sin embargo, mientras que en la actualidad Indonesia es un gran exportador de aceite vegetal y de biodiesel, con una cuota del uso energético del aceite vegetal que ha pasado del 6 al 14 %, en el caso de Malasia hablamos de un gran exportador de aceite vegetal y un modesto exportador de biodiesel, lo que explica su baja cuota actual respecto al uso energético del aceite (3 %). Esto último puede deberse al coste de oportunidad vinculado a los altos precios observados en el mercado internacional de aceite vegetal desde 2010, un incremento que ha sido acentuado por la sequía en la producción estadounidense de soja en 2012.¹⁰⁰ Asimismo las restricciones de carácter medioambiental establecidas por la UE al biodiesel importado, han podido afectar las importaciones de biodiesel en el caso de Malasia. El impacto medioambiental de la producción de biodiesel de palma aceitera en algunos países del sudeste asiático ha sido seriamente cuestionado por importadores de la OCDE, principalmente por la UE que ha establecido astringentes estándares en el mercado de biocarburantes, basados principalmente en la sostenibilidad de la producción del biodiesel como de las materias primas utilizadas. Sin embargo, la UE sigue siendo un gran importador de aceite vegetal de estos países (entre los 5 y los 6 millones de toneladas métricas de aceite de palma), parte del cual lo destina a la producción interna de biodiesel para cumplir sus objetivos comunitarios de uso de renovables en el transporte.

Gráfico I – 98: principales productores de aceite vegetal a nivel global



Fuente: elaboración propia a partir de FAO-OCDE (2013)

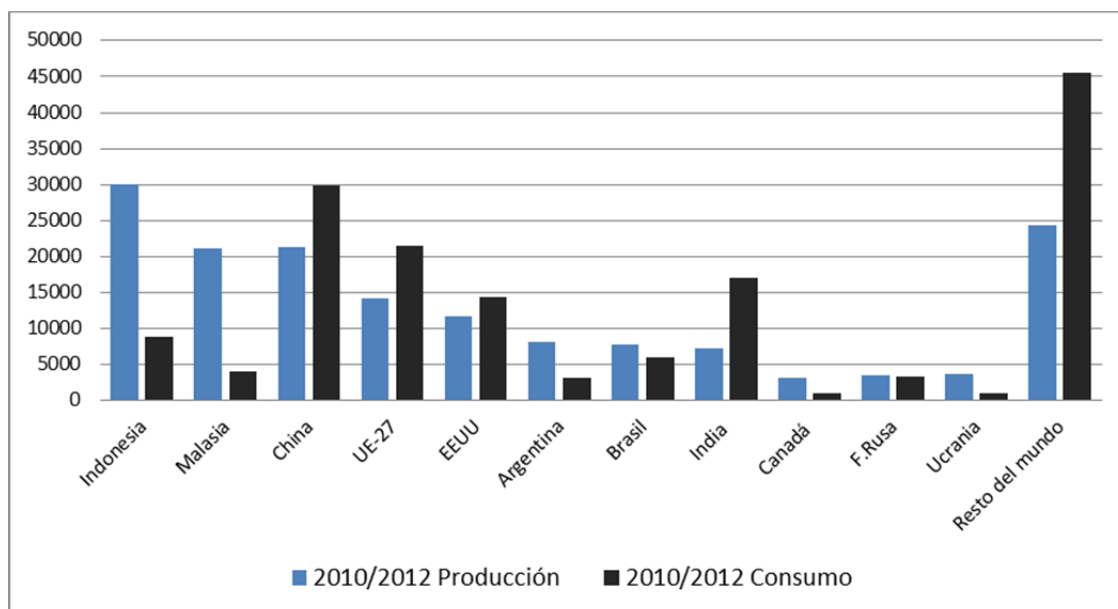
Otro gran productor de aceite vegetal a nivel mundial es China con un 14 % del total. Su alto nivel de producción se basa tanto en la producción de cultivos oleaginosos como la colza y la soja, como en la importación de semillas oleaginosas para la trituration o “*crushing*” doméstico. Sin embargo, su nivel de consumo supera ampliamente la producción nacional, por lo que es también el primer consumidor e importador mundial de aceite vegetal. Con un alto nivel de consumo humano, la mayor parte de su producción se destina al sector alimentario y una parte menor a la producción industrial de biodiesel. El nivel de “*crushing*” en China ha crecido considerablemente en la última década, sobrepasando en capacidad industrial de trituration de semillas oleaginosas a los países

¹⁰⁰ Ver: FAO-OCDE (2013)

miembros del NAFTA, del Mercosur, así como la capacidad conjunta de los estados miembros de la UE. La gran capacidad de trituración industrial de semillas oleaginosas de China, ha reducido los costes de importación de aceite vegetal y ha sido el soporte en que se ha basado el incremento de su producción nacional. Como es lógico, el incremento de las importaciones de semillas oleaginosas para alimentar la industria China del “Crushing” ha contribuido a incrementar los precios de las semillas oleaginosas a nivel mundial y en consecuencia ha sido otro factor del aumento de los precios del aceite vegetal y de los coproductos como las proteínas de harina de soja, así como de los aumentos de precios de los productos cultivos oleaginosos sustitutos. Cabe resaltar que los grandes productores de biodiesel, tienen grandes industrias de trituración de semillas oleaginosas. Esta capacidad industrial se ha visto reforzada por la expansión de los mercados biodiesel. La posibilidad de diversificar el destino de la producción, reduce la incertidumbre de la industria, siempre afectada por los costes de transporte, de procesamiento, de las diferentes regulaciones de los GMO-(*Genetically Modified organisms*), los costes de infraestructura como puertos y caminos, así como los costes derivados de la política comercial entre los países (OECD-FAO, 2013).

Uno de los tres mayores importadores mundiales de aceite vegetal es la Unión Europea, junto a China e India. Su producción, aunque representa cerca al 10 % del total, está por debajo del consumo, siendo el segundo mayor consumidor del mundo después de China y delante de India. En la UE, a diferencia de China, gran parte de las importaciones de aceite vegetal y semillas oleaginosas se han incrementado como consecuencia de las políticas de fomento de uso de biodiesel en el transporte, consumo industrial que está por encima del 40 % de la producción. La industria del biodiesel, consolidada y competitiva a nivel global necesita ser alimentada con importaciones de aceite vegetal o materias primas para su trituración y procesamiento doméstico.

Gráfico I – 99: Distribución de la producción y el consumo de aceite vegetal en el mundo



Fuente: FAO-OCDE (2013)

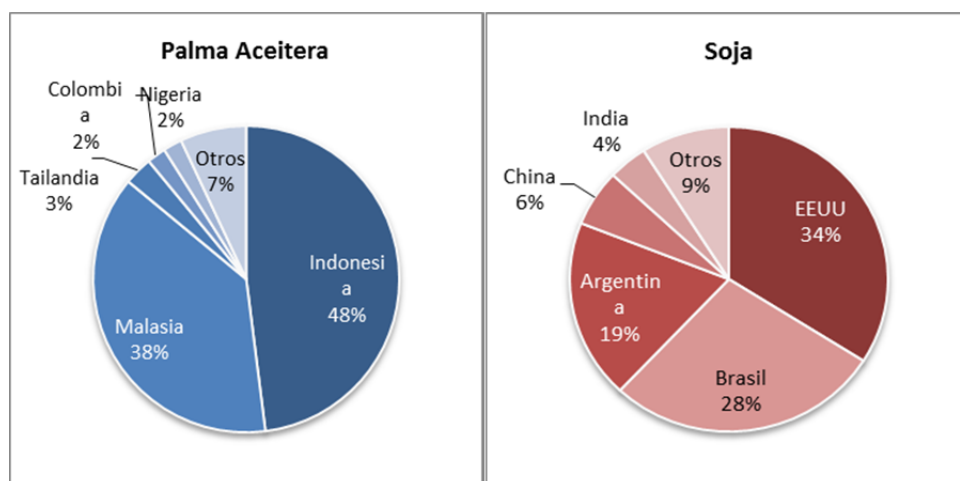
En América, EEUU, Argentina y Brasil destacan como grandes productores de aceite vegetal representando conjuntamente el 18 % de la producción mundial. En EEUU, donde el consumo de

biodiesel representa el 14 % de consumo mundial, la producción de aceite vegetal es inferior al consumo doméstico, por lo que EEUU importa entre 3 y 4 millones de toneladas métricas de aceite vegetal cada año y destina el 13 % de la producción al mercado del transporte. Cabe mencionar que el uso del aceite vegetal obtenido de maíz para la producción de biodiesel viene emergiendo sólidamente en EEUU, esperándose un importante crecimiento de su uso energético en el futuro.¹⁰¹

En Brasil y Argentina, sucede lo contrario, ya que su producción está por encima de su consumo doméstico. Son países que además presentan una gran capacidad industrial de “Crushing”, la cual se sitúa en conjunto por debajo de la capacidad de China, pero por encima de la capacidad los países del NAFTA. Esto evidentemente resulta ser una ventaja para el desarrollo de la industria de biodiesel en estos países. Sin embargo, mientras que Brasil es un gran exportador de aceite de soja y un importante consumidor de biodiesel, destinando alrededor del 35 % de la producción del aceite vegetal a los mercados energéticos; Argentina, con un modesto consumo relativo de biodiesel, es uno de los más grandes exportadores de biodiesel producido con aceite de soja, destinando casi el 70 % del aceite vegetal a la producción del biocarburante.¹⁰²

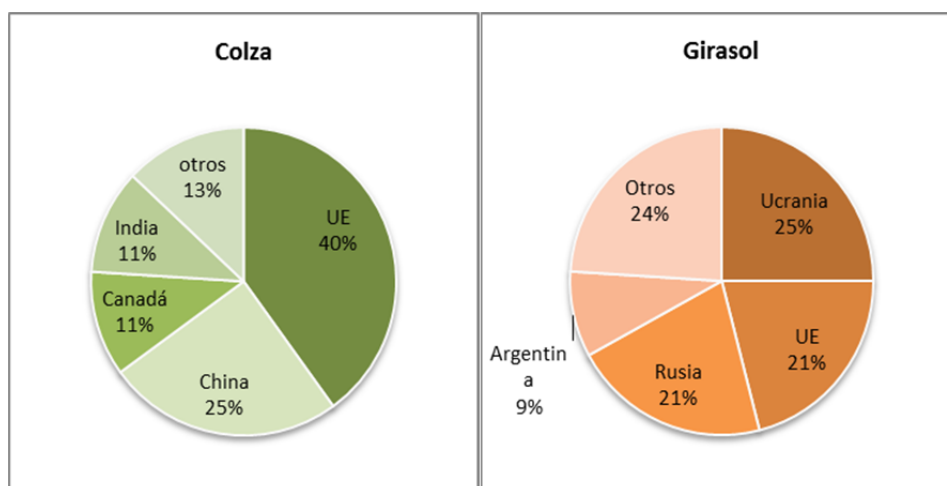
La dotación de materias primas para la obtención de aceite vegetal es muy importante para el desarrollo la industria del biodiesel. El aceite vegetal usado para producir el biocarburante puede provenir tanto de cultivos oleaginosos domésticos como de cultivos importados. Sin embargo dado que la incorporación de los biocarburantes en la matriz de consumo de combustibles en el transporte responde, entre otros objetivos, a la necesidad de reducir la dependencia en las importaciones de combustibles, las materias primas utilizadas para la obtención de biodiesel en los principales países productores corresponde principalmente a las dotaciones de los cultivos en las que presentan sus ventajas comparativas.

Gráfico I – 100: Principales productores mundiales de cultivos oleaginosos



¹⁰¹ Ver: (USDA, 2013a)

¹⁰² Ver: (USDA, 2013a)



Fuente: elaboración propia a partir de USDA (2013)

No es sorprendente que los mayores productores de aceite vegetal se encuentren en el sudeste asiático donde crece la palma aceitera, el cultivo con uno de los mayores rendimientos de aceite por hectárea de entre todos los cultivos oleaginosos. Juntos, Indonesia y Malasia producen, alrededor del 85 % del aceite vegetal obtenido de palma a nivel global, por lo que su potencial para convertirse en grandes productores de biodiesel es bastante considerable. El coste de oportunidad de la transformación del aceite vegetal en biodiesel en estos países, estará determinado en gran medida por el comportamiento de los precios del aceite vegetal en el mercado alimentario y entre otros factores, la posibilidad de acceder a los grandes mercados energéticos de la OCDE, que en general permiten la entrada de biodiesel importado para cubrir la brecha entre la producción doméstica y sus objetivos de uso de biocarburantes en el transporte, tratando de regular la competencia externa en razón de sus necesidades energéticas y alimentarias.

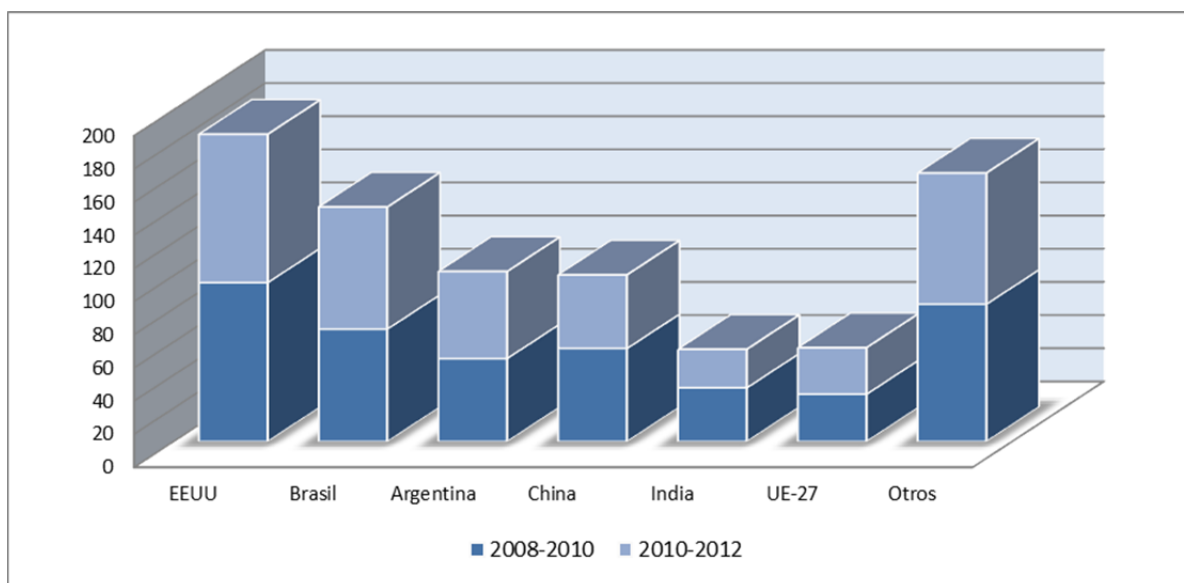
Un caso especialmente importante es el de las semillas oleaginosas, que representan en la actualidad la mayor fuente de aceite vegetal utilizado en la producción de biodiesel a nivel mundial. Las semillas oleaginosas son definidas por la FAO como la Colza, la Soja, las semillas de Girasol, el maní y las Semillas de Algodón, siendo las tres primeras las más usadas en la producción del biocarburante.

La colza es una oleaginosa que crece predominantemente en regiones de bajas temperaturas del hemisferio norte tales como Europa, China o Canadá. Esta oleaginosa junto con las semillas de girasol, son las más importantes materias primas usadas para la producción de biodiesel en la Unión Europea. En el caso de la colza, destaca la Unión Europea como el más grande productor mundial, destinando gran parte de esta producción a la industria del biodiesel, a diferencia de china que aun presentando un alto nivel de producción de este cultivo, destina la mayoría de la producción a los mercados alimentarios. Asimismo, la UE es un gran productor de girasol el cual también es una materia prima importante para la industria del biodiesel. (USDA, 2013)

Como podemos observar en el gráfico I-101, los principales productores de soja se encuentran en América, siendo EEUU, Brasil y Argentina, grandes productores de biodiesel a partir de soja, además de aceite vegetal y harina proteica. La soja, es una materia prima de la que se puede extraer un 80% de harina y un 20% de aceite en forma de coproducto, por lo que muchos consideran que en este sentido el biodiesel y el aceite vegetal son subproductos de la industria de la torta de soja. La soja en

bruto no tiene valor de mercado excepto para los “Crushers” o la industria de la trititación y transformación, que en general compran casi toda la producción agrícola de soja para su conversión industrial harina de soja para la industria pecuaria, así como para la extracción del aceite de soja para el consumo humano o para los mercados de energía. Podemos decir que aquí, el coste de oportunidad de los productores se da a nivel de subproductos obtenidos de la producción de harinas proteicas, es decir entre el destino alimentario del aceite vegetal, o con un mayor valor agregado, el destino energético del aceite para la producción de biodiesel.

Gráfico I – 101: Principales productores mundiales de semillas oleaginosas



Fuente: elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2013)

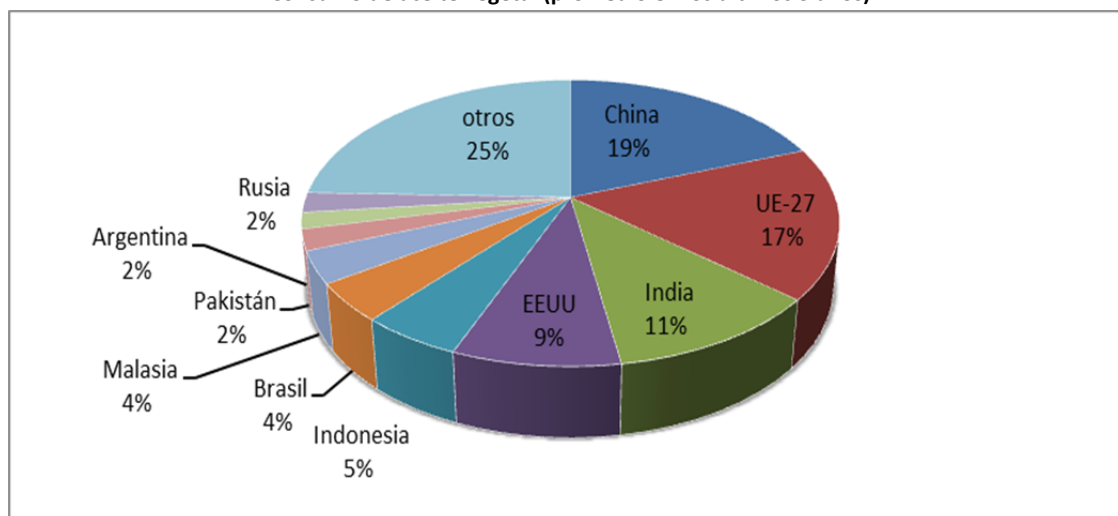
Las previsiones de la OCDE (2013), consideran que habrá una expansión del 23 % de la producción mundial de semillas oleaginosas en el mediano plazo, que representa una ralentización del crecimiento de la producción en relación con la década pasada. La brecha de producción entre los países desarrollados y los países en vías de desarrollo disminuirá solo marginalmente. El crecimiento de las plantaciones de semillas oleaginosas se ralentizará notablemente, tanto en los países desarrollados como en los en vías de desarrollo, debido a los altos costes marginales relacionados a la expansión del área, las restricciones medioambientales y la rentabilidad sostenida de los otros cultivos competidores. Dos tercios del área de expansión a nivel global tendrán lugar en el mundo en desarrollo, especialmente en Brasil, India, China. Una relativa expansión se producirá en los pequeños productores emergentes de Sudamérica. Entre los países desarrollados la mayor área de expansión se producirá en Canadá, Australia y entre los productores de Europa del Este, mientras que las plantaciones en EEUU y la UE solo crecerán marginalmente.

I.2.3.3.3. Consumo de aceite vegetal

En general, el 81 % del consumo alimentario de aceite vegetal se produce fuera de la OCDE: 45 % en las economías en desarrollo y 36 % en las economías menos desarrolladas. Mientras que en los países desarrollados el 56 % de consumo de aceite vegetal se destina a sectores industriales no alimentarios, entre los que se encuentra el sector industrial de la producción de biodiesel), en las

economías en desarrollo, que presentan un alto potencial para incrementar la producción de aceite vegetal, el 85 % del consumo se destina al sector alimentario.

Gráfico I – 102
Consumo de aceite vegetal (promedio en los últimos 5 años)



Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2012)

Los principales consumidores de aceite vegetal en el mundo son China, la UE-27, India, EEUU e Indonesia, que en conjunto consumen el 71 % de aceite vegetal a nivel global. Dentro del grupo de países en vías de desarrollo hay muchas diferencias entre los países cuyo destino final del aceite es mayoritariamente el sector alimentario como es el caso de China y los que, siendo también el sector alimentario el que representa gran parte del uso del aceite vegetal, dedican mucho más de este producto a la producción de biodiesel como Brasil, Argentina o Malasia. En el ínterin de estos extremos pueden estar todos los demás productores de biodiesel (países en vías de desarrollo) que usan como materia prima aceite vegetal. Cuando se compara el promedio anual de las tasas de crecimiento del consumo de aceite vegetal, el resultado es que los países en vías de desarrollo muestran un elevado incremento del consumo, tanto frente a las economías desarrolladas como a las menos desarrolladas. En el caso de los países menos desarrollados el porcentaje del consumo de aceite vegetal destinado al sector alimentario llega hasta el 96 %, por lo que su producción de biodiesel es todavía exigua.¹⁰³

Tabla I – 17: Uso del aceite vegetal para la producción de biodiesel (% de la producción final)

	Producción Total (Mb) 2010-2012	Principales cultivos utilizados	% destinada a Biodiesel 2008-2010	% destinada a Biodiesel 2010-2012	Producción destinada a biodiesel 2022
Indonesia	30051	Palma A.	6 %	14 %	18 %
Malasia	21080	Palma A.	20 %	3 %	18 %
China	21320	Colza, Soja	n.d.	n.d.	n.d.
UE-27	14197	Colza, Gira	37 %	42 %	50 %
EEUU	11740	Soja, Gira	7 %	13 %	17 %
Argentina	8177	Soja, Gira	57 %	69 %	73 %
Brasil	7659	Soja	24 %	35 %	28 %
India	7258		-	-	-

¹⁰³ Ver: (OECD-FAO, 2012)

F. Rusa	3543		10 %	12 %	15 %
Ucrania	3645				
Otros	24383				

Fuente: Elaboración propia a partir de (OECD-FAO, 2010) y (OECD-FAO, 2013)

La expansión del consumo mundial de aceite vegetal viene estando marcada por el incremento de la demanda de los países en vías de desarrollo, principalmente por el crecimiento poblacional y del ingreso per cápita. Mientras que el incremento del consumo de aceite vegetal en China e India corresponde al uso alimentario, en la OCDE y principalmente en la UE y EEUU, la industria del biodiesel ha venido explicando cada vez más el incremento de sus demandas domésticas. En la Unión Europea se espera un crecimiento significativo de la demanda, donde la mitad de la producción de aceite vegetal sería destinada a la industria del biodiesel. Asimismo, el uso industrial del aceite vegetal se ha incrementado en los grandes productores mundiales, destacándose este incremento en países como Indonesia, donde ha aumentado 8 puntos desde el periodo 2008-2010, o en Argentina y Brasil donde ha aumentado 12 y 11 puntos respectivamente, mientras que se observa un incremento más moderado en EEUU y la UE con 6 y 5 puntos respectivamente.¹⁰⁴

I.2.3.3.3. Comercio Internacional de aceite vegetal

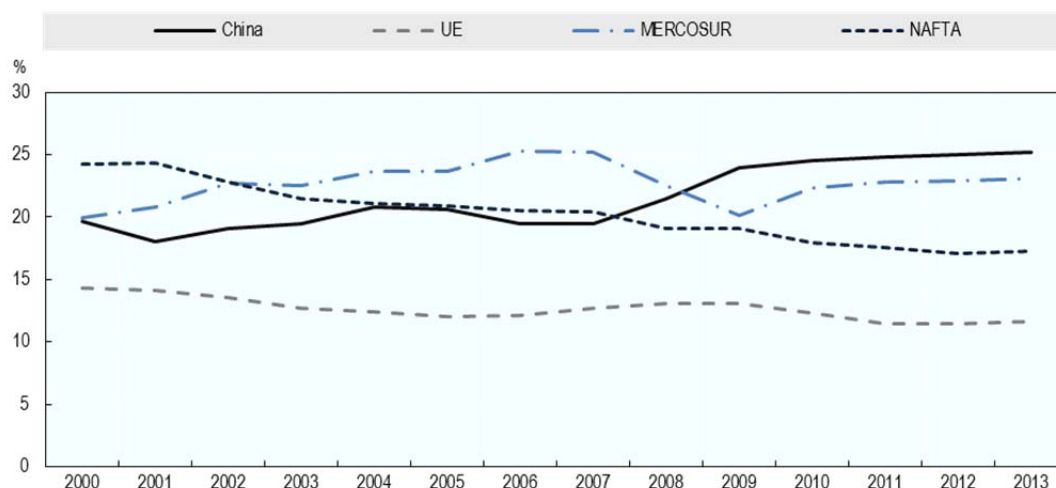
El comercio internacional de materias primas de origen vegetal utilizadas para la producción de biodiesel se puede realizar a través del comercio de aceite vegetal (que es en realidad un producto de valor añadido) o de los cultivos oleaginosos no procesados del que aquél es extraído. Los importadores de semillas oleaginosas se caracterizan por lo general por tener una bien desarrollada la industria del procesamiento o “*crushing*” de estos productos agrícolas, tanto para la obtención de aceite, como de otros productos y subproductos. Asimismo los grandes exportadores de aceite vegetal y productos como la harina para alimento humano y animal, tienen también bien desarrollada su industria de trituración y extracción de aceite de cultivos oleaginosos. La industria internacional del triturado y procesamiento de estas materias primas oleaginosas es muy importante en el mercado internacional del aceite vegetal por que señala los costes relativos de exportación entre el aceite vegetal y las materias primas, que ulteriormente determinarán los niveles de comercio de cultivos o productos.¹⁰⁵

De acuerdo con la FAO (2012), mientras que el crecimiento global de transformación de materia prima en aceite vegetal parece perder velocidad principalmente en el mundo en desarrollo, países como China, Brasil, Argentina, Rusia o Ucrania proyectan un incremento de los volúmenes de transformación por encima del promedio mundial, situación que podemos observar el gráfico I-103, que nos muestra las zonas económicas con mayor capacidad de trituración a nivel global.

¹⁰⁴ Ver: (OECD-FAO, 2013)

¹⁰⁵ Ver: (OECD-FAO, 2012)

Gráfico I – 103: Capacidad industrial de trituración o “Crushing” de semillas oleaginosas en 2012/2013

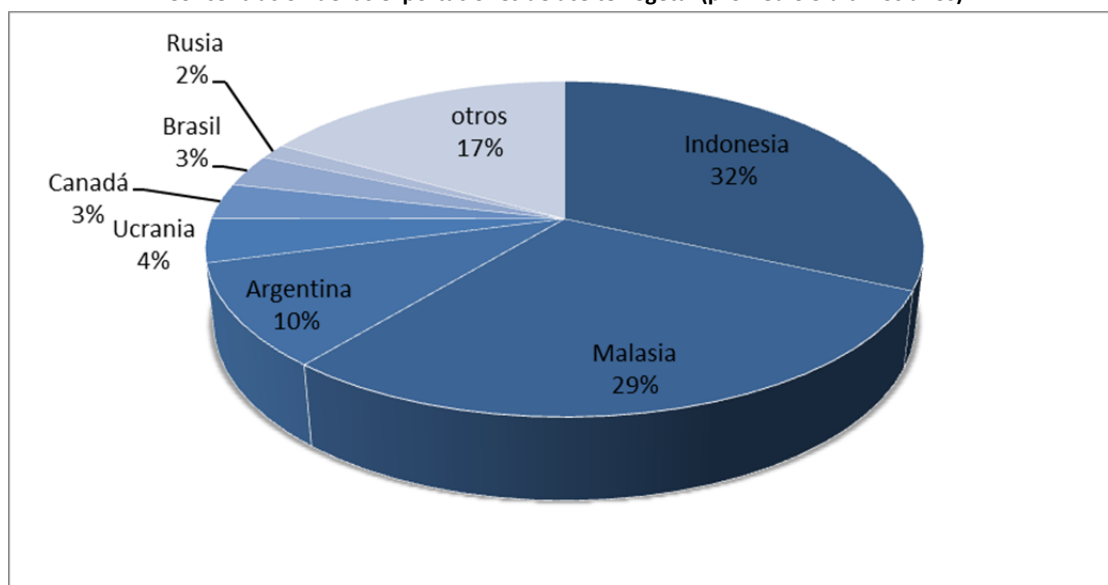


Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

Las exportaciones de aceite vegetal se encuentran concentradas a nivel global y están dominadas por los grandes productores del sudeste asiático, Indonesia y Malasia, que juntos exportan más del 60 % de aceite vegetal obtenido del procesamiento de la palma aceitera, cuota que se prevé que llegue alrededor del 68 % para 2020. Aunque sus niveles de producción de biodiesel todavía no sean especialmente altos, las previsiones establecen un sendero de crecimiento de sus exportaciones de biodiesel, teniendo en consideración las grandes potencialidades que ofrecen el cultivo de la palma aceitera y el crecimiento sostenido de la demanda nacional e internacional de biodiesel.

Gráfico I – 104

Concentración de las exportaciones de aceite vegetal (promedio 5 últimos años)



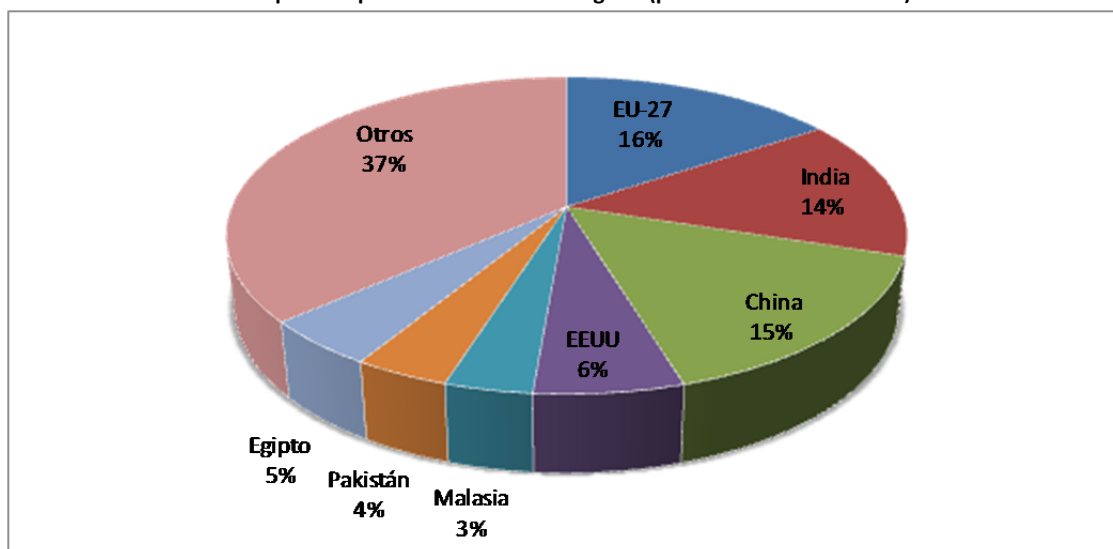
Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

Argentina es el tercer más grande exportador de aceite vegetal a nivel mundial y el primero fuera de Asia. Como hemos mencionado líneas arriba Argentina es un gran exportador de harina proteica de soja, teniendo la capacidad de elegir entre exportar aceite vegetal y biodiesel a los mercados internacionales. Aunque en el caso argentino la industria principal de la soja sea la producción de

harina de soja con fines alimentarios (principalmente animal), el coproducto, que es el aceite de soja, tiene también una gran demanda en el mercado nacional como internacional, sin embargo los productores argentinos se encuentran incrementando cada vez más la producción de biodiesel, tanto para el mercado doméstico, como para exportar al mercado internacional (principalmente en UE y EEUU). El coste de oportunidad de las exportaciones de aceite vegetal hace que el biocombustible sea el más importante producto exportado después de la Torta. En Argentina, casi el 65 % de la producción es exportada gracias a un diferencial arancelario que favorece las exportaciones de productos de mayor valor agregado, como la harina, el aceite o el biodiesel, en lugar de las exportaciones de menor valor agregado, como las exportaciones de la planta de soja. Al contrario del caso argentino, la OCDE prevé que tanto EEUU como Brasil permanezcan siendo la despensa mundial de cultivos oleaginosos. Ucrania y Rusia por su parte continuarán su proceso de expansión, tanto de aceite vegetal como de semillas oleaginosas, siendo el primero de estos además un gran exportador de productos.¹⁰⁶

Desde el punto de vista de las importaciones, cuatro países representan más del 50 % de las importaciones mundiales de aceite vegetal: La Unión Europea, India China y EEUU. Aunque estos países son grandes productores de aceite vegetal, su demanda para el consumo doméstico supera sus niveles de producción interna (en el caso de la OCDE por la expansión de la demanda energética, mientras que en el caso de China e India por el aumento de la demanda alimentaria), brecha que se termina cubriendo con importaciones en el mercado internacional.

Gráfico I – 105:
Principales importadores de aceite vegetal (promedio 5 últimos años)



Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

En lo que corresponde al comercio internacional de las principales semillas oleaginosas relacionadas con la producción de biodiesel de primera generación (Soja, Colza, Girasol), los volúmenes de las exportaciones han crecido en los últimos años pasando de 106 millones de toneladas métricas en 2007-2008 a alrededor de 117 millones en 2012-2013 (USDA, 2013).

Entre las principales materias primas para la obtención de biodiesel cabe mencionar que alrededor del 85 % de las exportaciones mundiales de semillas oleaginosas corresponde a la soja. Los

¹⁰⁶ Ver: (OECD-FAO, 2012)

principales exportadores de soja son EEUU y Brasil y por debajo de estos le sigue Argentina, Paraguay y Canadá. A pesar que Brasil es el segundo más grande exportador de soja, ocupa el cuarto lugar en lo que procesamiento de soja se refiere, siendo superado solamente por Argentina en Sudamérica. Esto, no solo indica que grandes cantidades de soja producida en Argentina son transformadas industrialmente antes de ser exportadas a los mercados internacionales, sino que el negocio de la exportación de la soja sin procesar en Brasil tiene mucha acogida en países como China, la UE, México y otros grandes importadores de soja con grandes industrias de transformación a nivel mundial.¹⁰⁷

La proporción de las exportaciones de Colza, que es la base de la producción de biodiesel en la Unión Europea, representan alrededor del 10 % de las exportaciones mundiales de estos insumos agro-energéticos, mientras que las exportaciones de semillas de girasol solamente el 1 %, mientras que el comercio internacional de las demás semillas oleaginosas es poco significativo en términos relativos. En el caso de la colza el principal exportador de colza es Canadá y en el del girasol el más grande exportador es Turquía. En la tabla I-18 podemos observar el comercio internacional del cultivos oleaginosos al 2013.

Tabla I – 18 : Comercio internacional de cultivos oleaginosos (% en el mercado mundial)							
Exportaciones							
Colza		Soja		Girasol		Palma (aceite)*	
10,80 (Mt)		87,42 (Mt)		2,00 (Mt)		36188,60 (t)	
Canadá	68 %	EEUU	29 %	Turquía	42 %	Indonesia	46 %
UE-27	1 %	Brasil	23 %	UE-27	24 %	Malasia	44 %
		Argentina	8 %	Argentina	1 %	EAU	1 %
		Paraguay	4 %	Rusia	1 %	Papúa NG	1 %
						Benín	1 %
Otros	31 %	Otros	34 %	Otros	32 %	Otros	7 %
Importaciones							
Colza		Soja		Girasol		Palma (aceite)	
10,51(Mt)		85,23(Mt)		1,83(Mt)		35066,10 (t)	
UE-27	24 %	China	62 %	Ucrania	28 %	India	19 %
Japón	22 %	UE-27	13 %	UE-27	26 %	China	17 %
China	14 %	México	4 %	Rusia	9 %	UE-27	15 %
Canadá	1 %	Japón	3 %	Argentina	4 %	Pakistán	6 %
		Tailandia	2 %	Turquía	1 %	Malasia	4 %
Otros	39 %	Otros	16 %	Otros	32 %	Otros	39%

Fuente: Elaboración propia a partir de USDA (2013)

*A pesar de que hemos mencionado líneas arriba que el aceite es un producto obtenido de los cultivos oleaginosos, hemos considerado conveniente incorporarlo en esta tabla por la envergadura que representa el aceite de palma en el mercado mundial de aceites vegetales y el alto potencial que representan los exportadores mundiales de este producto para el desarrollo de la industria del biodiesel a nivel mundial.

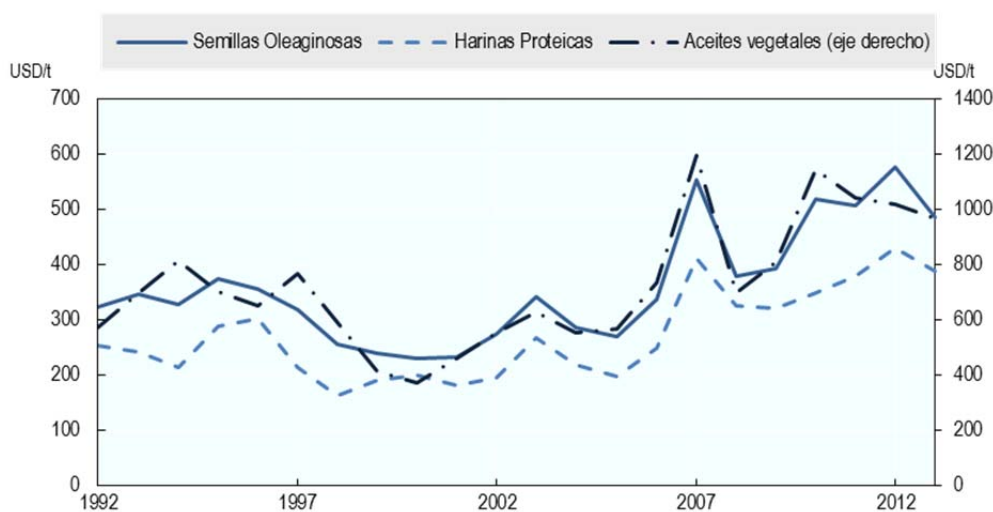
La expansión de su demanda energética en la última década, ha posicionado a la Unión Europea, no solamente como el primer productor mundial de biodiesel, pero también como uno de los primeros importadores mundiales de semillas oleaginosas, siendo el primero importador de colza, el segundo importador de soja, el segundo importador de girasol y el tercer importador de aceite de palma.

¹⁰⁷ Ver: (USDA, 2013)

En relación a los precios del aceite vegetal, los precios de los aceites vegetales en los últimos años han venido atravesando un turbulento e inestable proceso con tendencias al alza desde el inicio de la década de los 2000. Después del dramático incremento y subsecuente caída de los precios experimentado en 2008, los precios han venido mostrando un progresivo incremento que refleja un ajuste de los suministros mundiales, la recuperación de la demanda mundial tras el golpe de la crisis económica, así como un mayor interés de compra de aceite vegetal mostrado por los principales importadores. Desde 2010 en adelante la tendencia acerca del incremento de precios se ha agudizado, resultando en precios similares a los experimentados en el pico de 2008.

Existen varios factores que pueden explicar esta tendencia. Por un lado, adversas condiciones climáticas han afectado la producción de Colza y Girasol reduciendo su producción, mientras que por otro lado los mercados de aceite de palma y soja han experimentado correcciones a la baja que también han afectado sus niveles de producción. Asimismo, los niveles de importación de cultivos oleaginosos y productos derivados, como las harinas proteicas y el aceite vegetal, vienen presionando al alza los precios de los aceites. Esto se encuentra impulsado en gran medida por la demanda generada por la industria de biodiesel, así como la competencia por tierras arables en ciertas regiones. También es posible que los precios hayan sido afectados por factores exógenos como la firmeza continuada de los precios de los aceites minerales, la debilidad del dólar estadounidense y el efecto dominó, que presentan los mercados de granos sobre las oleaginosas, al estar éstos tan relacionados.¹⁰⁸

Gráfico I – 106: Evolución de precios del aceite vegetal



Fuente: OCDE –FAO (2013)

Como podemos observar en el gráfico I-105, los precios de aceite vegetal y de las semillas oleaginosas continúan presentado una tendencia incremental impulsada por la fuerte demanda de aceite vegetal y harinas proteicas. Encima de la tendencia al alza observada desde antes de 2010, la sequía en EEUU en el año 2012 afectó la producción de soja en EEUU, sin embargo los factores más importantes del incremento de precios han sido, el aumento de la demanda industrial para el biodiesel y de la demanda para la alimentación animal, lo que ha disparado los precios del aceite vegetal y de las harinas proteicas. El incremento de precios sin embargo ha sido mayor en el

¹⁰⁸ Ver: FAO (2011)

mercado de alimentación animal, dado que el 80 % de los productos obtenidos de la Soja son harinas (torta) y solo el 20 % es aceite vegetal. En el caso de las harinas proteicas, el incremento del precio, está impulsado por el aumento del consumo de torta de soja para la alimentación de mamíferos no rumiantes y el incremento de la producción de leche, así como el aumento del uso de proteínas en el sector de la alimentación animal en los países en vías de desarrollo. En el caso, específico del aceite vegetal, el incremento en los precios está influenciado por la expansión de la demanda debido a la regulación e favor del uso de biodiesel en grandes mercados del transporte, sin embargo el suministro de aceite vegetal está influenciado por los factores que afectan combinadamente los mercados del aceite vegetal y los mercados de las harinas proteicas, por lo que los efectos en los precios de unos productos pueden reflejarse en los precios de los otros.¹⁰⁹

La OCDE-FAO (2013) estima que en términos reales, los precios de los cultivos oleaginosos como del aceite vegetal, declinan en el mediano plazo, estabilizándose por debajo del pico por el que se encuentran atravesando en la actualidad, mientras que se espera que los precios de las harinas proteicas caigan un 10 % por debajo del nivel de precios del 2009. El patrón de consumo de aceites vegetales proyecta un crecimiento de 9 puntos en 2020 respecto del consumo del 2000, que alcanzó un crecimiento del 6 %. Con un uso total del 80 % destinado al consumo alimentario, el crecimiento de la demanda de alimentos sigue incrementando el uso de aceites vegetales en los países en desarrollo, siendo china el primer consumidor mundial de aceite vegetal a nivel mundial.

Como hemos podido observar en el análisis del mercado de biodiesel, los mercados alimentarios y energéticos se encuentran estrechamente vinculados tras la adopción de políticas de fomento a la producción, consumo e inclusive exportaciones del biocarburante, adoptadas en respuesta a los costes impuestos por los mercados energéticos de carburantes fósiles. En general, el uso energético del aceite vegetal y de los cultivos oleaginosos, han sido bastante oportunas para algunos sectores de la industria agrícola, diversificando el destino de la producción de las materias primas y de productos de mayor valor agregado, principalmente para aquellos sectores agroindustriales afectados por complicaciones ligadas a la sobreproducción y caída de precios de los productos agrícolas. Los principales actores en el mercado internacional de biodiesel, son también grandes actores en el mercado internacional de aceite vegetal, materia prima que es en la actualidad, el mayor input utilizado para la producción del biocarburante. El consumo de biodiesel en grandes mercados de la OCDE, especialmente en la UE, ha promovido la producción y el comercio internacional de agro-energéticos, pero también de cultivos oleaginosos, especialmente de soja y colza, así como de aceite vegetal, con el fin de cubrir la brecha entre la demanda y la producción en el mercado interno (tanto para el consumo alimentario como energético).

Las nuevas posibilidades de expansión de los productores mundiales de aceite, han estrechado el vínculo entre los mercados de productos agrícolas y energéticos. Este acercamiento ha tenido un impacto en las decisiones de los productores en relación con el nivel de producción que maximizaría su beneficio en cada mercado, dado que ahora el destino final de la producción agroindustrial del aceite, está determinado en gran parte por el coste de oportunidad emergente en los mercados

¹⁰⁹ En el caso de las harinas proteicas la demanda puede verse afectada por el incremento de la producción de leche, aves, cerdo y huevos, tanto en los países en desarrollo como en ciertos países desarrollados. También está afectada por el comportamiento del mercado de harina de pescado, así como por la prohibición del uso de proteína animal y hueso como productos para la alimentación animal en muchos países. Ver: OCDE-FAO (2013)

energéticos en relación a los mercados alimentarios y viceversa. Esto especialmente en zonas de alto consumo energético de biodiesel como la UE y otros países con políticas similares. Como en el caso del etanol, las distintas políticas aplicadas, tanto al mercado de hidrocarburos como a los mercados agrícolas, parecen tener un considerable efecto en el desarrollo los mercados del biodiesel, reconduciendo el uso de los productos agrícolas tradicionalmente destinados a los mercados alimentarios, hacia los mercados de energía.

Con el objeto de procesar la información cualitativa y encontrar patrones comunes que nos permitan desarrollar un marco racional de análisis que nos permita explicar porque el mercado de biocarburantes ha evolucionado de la forma que lo ha hecho; en los siguientes capítulos analizaremos en detalle la evolución de la política y la regulación económica que han venido siendo aplicadas en los mayores mercados de biocarburantes a nivel global, como son Brasil, EEUU, y la Unión Europea. Consideramos que este es un análisis imprescindible no solo para comprender las fuerzas económicas y políticas que han dado forma a este mercado, sino también para evaluar qué implicaciones plantea la interacción entre el mercado y el Estado en el desarrollo futuro de la industria de los biocarburantes desde el punto de vista de la transición hacia un modelo energético más sostenible en el transporte.

Capítulo II

Análisis de la regulación del mercado de biocarburantes en Brasil

Brasil, no solamente es un país líder en el uso de renovables en el transporte en la actualidad, sino también es uno de los países pioneros en políticas de fomento de biocarburantes a nivel mundial, por lo que el análisis del mercado y su regulación, desde una perspectiva histórica, es una fuente invaluable de información y un paso imprescindible para comprender el comportamiento de la oferta y de la demanda de biocarburantes en Brasil y en muchos otros países. En este sentido, es ineludible para el propósito de esta tesis, analizar la evolución del mercado y la regulación del principal y más antiguo biocarburante de producción brasileña, el etanol de caña de azúcar.

La historia del mercado de etanol carburante brasileño se ha desarrollado principalmente como producto de la Intervención reguladora del Estado, tanto en el sector industrial azucarero, como en el sector energético de los carburantes para el transporte, la que ha variado de intensidad a lo largo del siglo XX, y en lo que va del siglo XXI. La extensión de las políticas de regulación y liberalización de los mercados agro-energéticos, han afectado las decisiones de los productores de materias primas necesarias para la producción de etanol, marcado la evolución de la producción y consumo del etanol carburante en este país.

El mercado del azúcar en Brasil tiene unos orígenes que se remontan a épocas coloniales, siendo una de las regiones del mundo con las mejores condiciones edáficas y climáticas para el cultivo de caña de azúcar, una de las materias primas más eficientes para la obtención del etanol. El estado de desarrollo de la producción y el consumo actual de etanol carburante en Brasil, puede ser entendido no solamente como el resultado de un largo proceso de maduración de la política agro-energética y de los mercados vinculados al uso de biocarburantes en el transporte, sino también como un estado de convergencia y consolidación de intereses públicos y privados, respecto del uso eficiente de la caña de azúcar para alcanzar una serie de objetivos plasmados en las políticas públicas, un estado que parece haber evolucionado a lo largo del tiempo en torno a una serie de factores que han afectado dicha convergencia .

En este sentido consideramos indispensable detenernos brevemente a observar los principales rasgos en la evolución de la política agro-energética plasmada en la regulación del mercado del bioetanol en Brasil. El análisis histórico de las principales medidas regulatorias nos ha permitido descifrar los mecanismos formales e informales que han dado forma a la política agro-energética de Brasil, y sus efectos sobre los mercados desde una perspectiva evolutiva. Los principales hitos regulatorios han sido expuestos haciendo referencia a los contextos económicos históricos y los vínculos existentes entre los mercados de carburantes, del etanol y del azúcar, con el fin de entender las interrelaciones entre el rol del sector público y el rol del sector privado en el desarrollo del mercado interno de los biocarburantes. En este sentido el enfoque va más allá de las políticas de diversificación energética aplicadas al sector de la energía y el transporte, para incorporar en el análisis del fenómeno de los biocarburantes el mercado y la política aplicada al sector agrícola, dividiendo el análisis den dos grandes partes: la política agro-energética antes del PNA (Plan Nacional del Alcohol) y la Política Agro-energética desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad.

Luego de dar un panorama de los antiguos planes nacionales de diversificación energética y política agrícola desde los orígenes del mercado del etanol hasta los años 1970s, nos centraremos en el análisis del Plan Nacional del Alcohol-PNA y sus efectos en el mercado. El PNA cuyas fases han evolucionado desde sus primeras etapas de alta intervención económica a mediados de la década de los años 1970s, hasta un estado de cuasi-liberalización en la actualidad, es un hito en la historia del uso de renovables para el transporte. El PNA es considerado uno de los planes nacionales de diversificación energética y sustitución de derivados del petróleo más importantes que se ha aplicado en un país a nivel mundial, teniendo un notable éxito en la incorporación de los biocarburantes en la matriz energética nacional de Brasil.

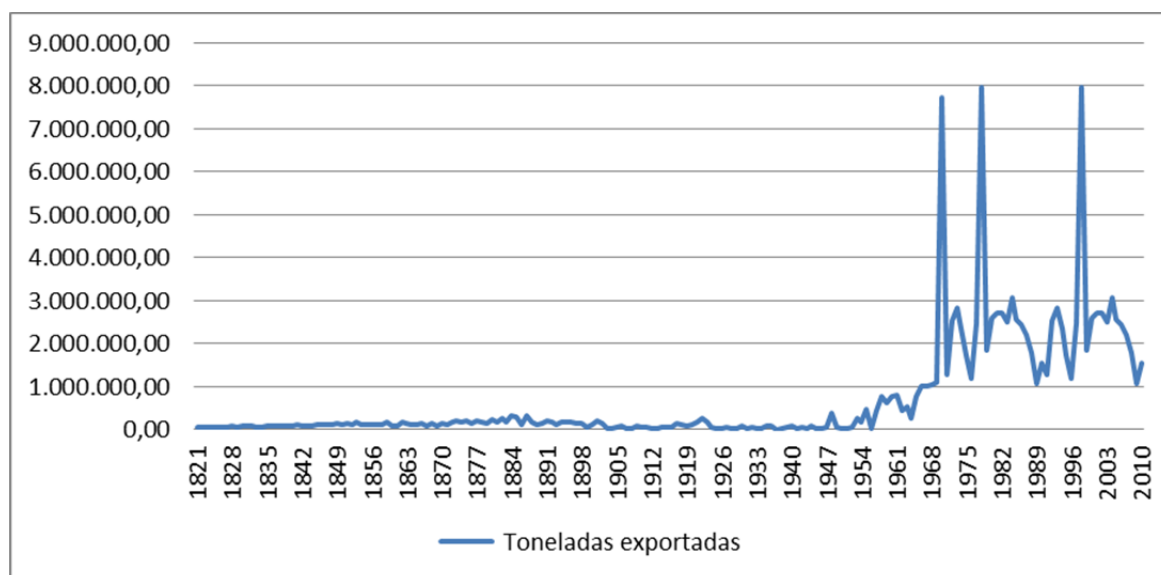
En vista del impacto de la política de sustitución energética sobre la evolución del mercado de carburantes para el transporte, nos detendremos a estudiar las fases por la que ha atravesado la política energética de promoción de etanol, la evolución de los principales mecanismos e instrumentos aplicados al sector sucro-alcoholero, así como las políticas más tardías de incorporación del biodiesel en la matriz energética brasileña, a través del estudio del PNPB (Plan Nacional de Producción de Biodiesel), teniendo en cuenta la conexión con los mercados de productos energéticos y alimentarios más relevantes para la investigación. Finalmente analizaremos la actual regulación del mercado de los biocarburantes y la nueva política agro-energética, a la luz de las nuevas condiciones estructurales que vienen afectando los mercados de energía en Brasil.

II.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al uso del etanol carburante hasta el lanzamiento del Programa Nacional del Alcohol

Aunque es cierto que el etanol carburante en Brasil ha estado estrechamente vinculado a la política energética aplicada a los carburantes fósiles usados en el transporte rodado, el mercado brasileño del azúcar ha tenido una importante influencia sobre el desarrollo industrial del sector del etanol y de su uso como combustible de automoción, relación que se puede observar en los periodos anteriores al lanzamiento del Plan Nacional del Etanol en los años 1970s.

Hasta los años 1930 Brasil experimentó el primer periodo de gobierno republicano, caracterizado por la inestabilidad financiera, social y política, que mantuvo al país asolado por rebeliones de distintas facciones que terminaron por colapsar el régimen y dar inicio a una nueva etapa de dictadura a cargo de Getulio Vargas con el apoyo de los militares.¹¹⁰ A principios del Siglo XX el mercado del etanol en Brasil era bastante pequeño, la mayoría del etanol era obtenido de melaza, y servía para el consumo doméstico en la industria farmacéutica y de perfumes, mientras que el etanol derivado de caña se destinaba a la producción de aguardiente. Solamente lo que sobraba de estas industrias era usado como carburante de automoción, principalmente por los productores de azúcar del noreste de Brasil y con el fin de reducir los costes de producción en la industria de la caña. El etanol, hacia el primer cuarto del siglo XX, era considerado solamente un subproducto de la industria del azúcar, un sector afectado por los bajos precios de este productos debido a la sobreproducción y un declive de su competitividad frente a los demás productores internacionales de azúcar.¹¹¹

Gráfico II – 1: Brasil Exportaciones de azúcar



Fuente: IPEA data: Presidencia de la República de Brasil

¹¹⁰ Ver: (de Sousa Barbosa, Aggio, & Coelho Lambert, 2002)

¹¹¹ Ver: (Nastari, 1983)

En gráfico II-1, podemos observar la poca capacidad de la industria brasilera de colocar una cantidad importante de su producción doméstica en los mercados internacionales durante la primera mitad del siglo XX. Esta situación y el incremento del suministro doméstico de azúcar en el mercado nacional, afectaba los precios a la baja. Las sucesivas crisis del sector azucarero fueron apuntalando la idea de desarrollar el etanol como alternativa de diversificación de la producción del sector y reducción de los niveles de producción de azúcar en el mercado interno.¹¹²

El sector, que se encontraba tradicionalmente fuera de la intervención reguladora del Estado, no podía resolver el tema de la sobreproducción de azúcar mediante la cooperación estratégica entre los productores. Estos adoptaron una serie de acuerdos para el desarrollo industrial del alcohol, pero los acuerdos perdían su efectividad una vez que los precios del azúcar remontaban al alza. Después de una serie de intentos vanos por controlar asociadamente los niveles de producción, empezaron a solicitar cierta intervención de las autoridades a nivel estadual para reducir la incertidumbre de los mercados.¹¹³

Así, las propuestas legislativas para la promoción del etanol hacen sus primeras apariciones con el fin de regular el uso de la caña de azúcar. Se propuso que se dieran incentivos económicos para la instalación de destilerías para la producción de etanol carburante y la creación del “Instituto del Alcohol”, un organismo nacional que se dedique a la coordinación y promoción del etanol carburante para el sector del transporte, la producción de luz y de calor.¹¹⁴ Desde entonces los intentos para incrementar el uso del etanol en el mercado de combustibles para el transporte se incrementaron notablemente.¹¹⁵

¹¹² Las exportaciones de azúcar se incrementan desde la mitad de siglo XX, y desde entonces han respondido a las grandes fluctuaciones ocasionadas por la variabilidad en las cotizaciones internacionales del azúcar, muchas de estas derivadas de las distorsiones del mercado internacional a causa del proteccionismo comercial y los subsidios a las exportaciones aplicadas en otros países, principalmente en EEUU y la UE. (Nastari, 1983)

¹¹³ Esta situación se describe en la segunda Comisión del tercer Congreso Nacional para la Agricultura de 1922, dedicada a los problemas de la industria del azúcar y donde se propuso la creación de la “Liga nacional para la defensa y promoción del alcohol-motor”. El alcohol-motor (etanol carburante) debía ser considerado de utilidad pública y de interés nacional. Asimismo se proponía que dentro de las competencias del Ministerio de Agricultura se cree una división para resolver problemas relacionados con la producción y el mercado del alcohol. En el Congreso para la Agricultura del Noreste celebrado en Recife en 1923 se propuso a las autoridades un trato preferencial para los vehículos, máquinas y equipo que use etanol como combustible y que se brinden todas las facilidades para el transporte, distribución, y almacenamiento del etanol desnaturalizado carburante. Además se propuso a los Estados productores la mezcla de etanol con éter sulfúrico como sustituto de la gasolina. En este contexto, la Sociedad Nacional para la Agricultura, principal organizador de los intereses del sector durante el primer cuarto del S.XX, jugó un importante rol en la promoción del uso del etanol como carburante, impulsando la investigación científica del uso del etanol carburante, y solicitando a los diferentes niveles de gobierno las medidas necesarias para potenciar el mercado interno de alcohol, como la sustitución de la gasolina y reducciones de impuestos para los automóviles que usen etanol como carburante. (De Castro Santos, 1985)

¹¹⁴ Ver: (Szmerecsányi, 1979)

¹¹⁵ El 19 de febrero de 1913 se promulga el Decreto Nº 10076 que aprueba el reglamento de las estaciones experimentales de caña de azúcar. En el artículo primero del decreto se establece las estaciones experimentales de Caña de azúcar. Estas tenían como objetivo principal el estudio sistemático, experimental y demostrativo de todos los factores relacionados con la cultura de la caña, con el fin de proporcionar a los agricultores y demás interesados, datos completos y precisos para el perfeccionamiento de métodos y procesos de producción, con el fin de desarrollar la producción de caña de azúcar, de la industria azucarera y la fabricación de alcohol. Ver Decreto Nº 10076- 19/02/1913: “Regula las estaciones experimentales de caña de azúcar para la producción de alcohol”.

Sin embargo, todavía no se puede hablar de una política estructurada y gestionada de forma centralizada de los mercados vinculados a la caña de azúcar. Las iniciativas fueron dejadas a los Gobiernos Estaduales, al sector privado y a las asociaciones de productores de azúcar, gestándose así las primeras acciones concretas en favor del uso energético del etanol. Hasta principios de la década de los 1920s el uso del etanol como combustible de automoción no tuvo ningún incremento importante en el mercado de combustibles líquidos, principalmente por la relativa abundancia de los carburantes fósiles, así como por el incipiente desarrollo del mercado y de la infraestructura del transporte. No obstante, podemos localizar en el tiempo, uno de los principales vectores que subyace a las políticas de uso del etanol en el transporte rodado de Brasil: la problemática económica en el sector azucarero.¹¹⁶

II.1.1. La Intervención Estatal en el sector azucarero y la aparición del etanol carburante como alternativa de sustitución energética en el transporte: (1933-1946)

En esta parte daremos un breve panorama de la evolución de la problemática del sector azucarero, así como de la cuestión energética vinculada a las importaciones de petróleo en Brasil, tomando como referencia los principales instrumentos asociados a la promoción del etanol carburante en la matriz energética brasileña, desde los años 1930s hasta el nacimiento del PNA en 1975. En vista de la heterogeneidad de los actores vinculados al sector sucro-alcoholero de Brasil, nos enfocaremos en los principales motores políticos que han impulsado su desarrollo, así como en los objetivos e intereses que han impulsado el desarrollo de la industria del etanol, tanto desde el sector privado como desde el sector público.

Los antecedentes a las políticas actuales de promoción del etanol carburante se remontan hasta los primeros años en la década de los 1930s. Por un lado, tras una notable recuperación de la producción del azúcar en 1929 y en un contexto liberalizado del mercado internacional, los precios cayeron estrepitosamente y el temor por la quiebra en muchos Estados brasileños llevó a los productores a reclamar una intervención más amplia del de Estado Federal para estabilizar los precios del azúcar¹¹⁷. Por otro lado la preocupación del gobierno por el incremento de las

¹¹⁶ Por ejemplo, en los gobiernos de Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Alagoas y Rio de Janeiro se adoptaron exoneraciones o reducciones de impuestos como medidas de estímulo del incremento de la producción y el consumo de etanol carburante. Asimismo En 1919 en Pernambuco, el gobernador decretó el uso del etanol en los vehículos del Estado y que las productoras de azúcar estatales debían promover el uso del etanol como carburante a través de varias clases de mezclas de etanol (con kerosene, gasolina etc.). En 1926 los propietarios de los ingenios azucareros y los productores de caña formaron el Instituto de Defensa del Azúcar y el Alcohol. La primera de las mezclas promovidas fue el USGA, una mezcla de 75 % de etanol y 25 % de éter producida a escala industrial y distribuida en las bombas de varias ciudades de Pernambuco y Alagoas. Esta mezcla tuvo un éxito considerable, llegando a tener una producción de 450.000 litros por mes en 1929 y con más de 500 vehículos entre privados y oficiales que usaban la mezcla combustible en vez de la gasolina. Asimismo, fue fundada la Cooperativa del Alcohol-Motor que introdujo una mezcla de etanol y gasolina llamada Azulina que aunque no tuvo mucho éxito a causa del aumento en la demanda de bebidas alcohólicas, fue una de las primeras mezclas carburantes utilizadas durante esta época. Posteriormente, en 1928 se creó el Plan General de Defensa del Azúcar, los Licores Espirituosos de Caña y del Etanol, con el objetivo de disciplinar las actividades de la industria de la caña de azúcar mediante cooperativas. Ver: Coutinho (1958): en de Castro Santos (1985)

¹¹⁷ Como respuesta a las necesidades del sector el 7 de diciembre de 1931, durante el gobierno de Getulio Vargas, se crea la Comisión de Defensa de la Producción de Azúcar, mediante el decreto Nº 20761. Se trataba de una comisión interministerial con representación de los estados productores y que tenía como objetivo

importaciones de derivados del petróleo y sus efectos en la balanza comercial brasileña era una buena razón para la intervención económica y la convergencia de ambos sectores.

De acuerdo con (Szmerecsányi, 1979), en los primeros años de la década de los 1930s, la intervención de gobierno para la promoción del etanol carburante tuvo como objetivo principal equilibrar la balanza de pagos a través del ahorro de divisas. La crisis del azúcar representaba una excelente oportunidad para obtener un doble dividendo al posibilitar un cambio en el patrón de consumo de los derivados del petróleo. Por un lado, se daría una salida de la crisis de los hacendados y de los productores de caña de azúcar y productos, mientras que por otro lado se reduciría el consumo de petróleo importado, aliviando la balanza comercial del país. La intervención del gobierno a nivel de la Unión era oportuna y necesaria para incentivar la producción de etanol carburante en las haciendas azucareras, al crear una demanda alternativa a los tradicionales productos de la caña.¹¹⁸

Con el Decreto Nº 19717 de febrero de 1931 se establece una obligación de mezcla de gasolina y alcohol. El Artículo 1 dispone que el pago de los derechos de importación de gasolina solamente se haga después de que el importador haya adquirido etanol de fabricación nacional para añadirlo a esta en una proporción mínima del 5 %. Seguidamente en el Artículo 2 se añade que la cantidad de etanol adquirido por el importador se deberá usar en mezcla con la gasolina en una proporción previamente determinada y conforme a los tipos de carburante destinados a su comercialización en el mercado.¹¹⁹

Se establecía además, que los automóviles al servicio de la Unión, de los Estados y de los Municipios, debían, siempre que fuera posible, consumir etanol o ante la falta de este, algún carburante que contenga por lo menos una proporción del 10 % de etanol. Asimismo, se eximía del pago de derechos arancelarios a la importación del material necesario para el establecimiento de plantas para la fabricación de etanol anhidro y otras sustancias necesarias para la producción del biocarburante. Conjuntamente con estas medidas, se establecieron por un lado incentivos fiscales mediante la limitación de la potestad fiscal en los diferentes subniveles de gobierno, para que, tratándose de cualquier gravamen sobre el etanol carburante, estos no superen el 30 % del mismo gravamen sobre la gasolina. Además de esto, se aplicó una paridad en el cobro de fletes del 50 % del etanol en relación con los cobros de fletes a la gasolina, complementado con un sistema de multas y

principal estabilizar los precios del azúcar en el mercado interno, sin llegar a ser una intervención directa en los precios. Para alcanzar este fin, la norma establecía por un lado, la potestad para determinar la cantidad de azúcar para ser exportada a los mercados internacionales y así nivelar la demanda y consumo internos a precios que eviten la quiebra de muchas haciendas productoras, y por otro lado la mejora de la recaudación de las tasas pagadas por los productores de azúcar. Para esto, los bancos encargados de financiar la producción de azúcar se encargarían de la recaudación de las tasas y también de la formación de un fondo de garantía para la financiación, apoyo y defensa del azúcar. Cabe mencionar que no había un consenso general entre los productores de azúcar, tal es el caso de la divergencia en las demandas de los productores del Noreste y del Centro sur de Brasil. Ver: (Queda, 1972)

¹¹⁸ Así, mediante Resolución Nº 04/08/1931 del Ministerio de Agricultura se crea la Comisión de Estudios para el Alcohol-Motor: CEAM, encargada de evaluar la viabilidad del etanol como carburante. Se trataba de un órgano de intermediación que aseguraba que los importadores de gasolina reciban el etanol producido en los ingenios azucareros. Luego de que la Estación experimental de combustibles y minerales (EECM) del Ministerio de Agricultura estudiara la viabilidad técnica del uso de etanol puro o en mezcla en motores ignición, se promulgaría un Decreto que establecía un mandato de mezcla mínimo del 5 % sobre la gasolina importada. Ver: Resolución Nº 04/08/1931 del Ministerio de Agricultura.

¹¹⁹ Ver: Decreto Nº 1917 de febrero de 1931.

penalidades por el incumplimiento de la regulación.¹²⁰ El Gobierno de Getulio Vargas adoptó otras medidas importantes, como la limitación de la producción de azúcar, la obligación de transformar los excedentes de azúcar que no puedan ser exportados en etanol carburante, y la creación de un fondo de defensa del azúcar con los ingresos provenientes de las ventas del etanol o de las exportaciones de azúcar.¹²¹

Los resultados no fueron los esperados, y a pesar de que entre 1931 y 1932 aparecieron varias mezclas de carburantes con contenido del etanol en el mercado de algunos Estados, el impacto del mandato mínimo de 5 % no tuvo los resultados esperados. La proporción de la mezcla estuvo muy por debajo de la prevista en la ley (0,3 %). Aparentemente, las medidas adoptadas por el gobierno no generaron los incentivos suficientes para que los grandes hacendados del azúcar inviertan el capital necesario en la cadena del valor del etanol. El marco de estímulos debía promover la inversión en instalaciones y expandir más grandes y modernas destilerías que suministren el etanol anhidro suficiente para cumplir con el mandato de mezcla. Sin embargo, las deficiencias en el marco institucional y regulatorio, así como el comportamiento estratégico de los operadores de los mercados relevantes para el etanol, no permitieron expandir la producción de etanol anhidro (etanol usado en mezclas carburantes con gasolina). El mayor problema en el periodo 1931 al 1933, fue la obtención de recursos necesarios para la implementación de la política de mezcla de gasolina con 5 % de etanol anhidro. Posteriormente las medidas se redirigieron hacia la asignación directa de recursos específicos para el programa del alcohol, el establecimiento de destilerías de carácter centralizado y el financiamiento del establecimiento de destilerías privadas, tratando de complementar la inversión de los productores en la expansión de la producción de alcohol.¹²²

Después de 1933, junto a la reducción de las importaciones de petróleo el objetivo más importante del gobierno de Getulio Vargas fue auxiliar a la industria del azúcar, mediante la producción de etanol carburante. El apoyo al etanol carburante se insertaba entonces en un sistema planificado que promovía el desarrollo de un combustible nacional, en el marco de una política energética de

¹²⁰ Ver: Decreto 19717 (1931): “Estabelece a aquisição obrigatória de álcool, na proporção de 5% da gasolina importada, e dá outras providências”. En julio de 1932 por medio del Decreto Nº 21650 el Gobierno de Getulio Vargas, busca complementar las medidas de introducción del etanol carburante, autorizando a los productores de alcohol, importadores de gasolina y a los establecimientos que fabriquen mezclas carburantes de contenido alcohólico aprobadas por el Ministerio de Agricultura, a importar, por un plazo de un año, los recipientes necesarios para el transporte de alcohol, que tengan como destino las mezclas carburantes, mediante el pago de 35 Reís/Kilo, excluyéndose cualquier otra tasa aduanera. Ver: Decreto 21650 (1932): “Autoriza la importación de recipientes para el transporte de etanol carburante”.

¹²¹ Asimismo mediante el Decreto Nº 22152 de 1932 el Gobierno limita la producción de azúcar en el territorio nacional estableciendo un límite que tenía como base la producción del el último quinquenio. En el artículo 8 señala que todo el azúcar que fuera producido más allá de los límites establecidos, será entregado a la CDPA, quien lo hará convertir en etanol carburante en el caso de que no puedan ser exportados, quedando el producto de la exportación de azúcar o de la venta de etanol carburante íntegramente incorporado al fondo de defensa de la CDPA. Ver: Decreto Nº 22152 de 1932

¹²² El sistema de incentivos y penalidades era muy débil en la regulación, y se limitaba a establecer estándares técnicos para su producción, garantizar el precio de la planta dentro de los límites legales y la adjudicación de contratos de corto plazo para la producción de etanol anhidro. Las primeras medidas en el gobierno provisional de Getulio Vargas no alcanzaron sus objetivos políticos en gran parte por que los hacendados y demás productores de azúcar no respondieron debidamente a los incentivos de inversión en las destilerías para la deshidratación del etanol necesario para las mezclas carburantes. Ver: (De Castro Santos, 1985)

expansión y diversificación de los recursos propios, enfocada también en ampliar las concesiones para la exploración y la explotación de crudo de petróleo.¹²³

Los instrumentos aplicados al sector pasaron de la regulación de los stocks e impuestos para la protección del azúcar, hasta el establecimiento de cuotas de producción. Con la promulgación de los Decretos Nº 22,789 y Nº 22,981 de 1933 se creaba el Instituto del Azúcar y el alcohol (IAA), con el fin de centralizar las decisiones en el sector azucarero, a la vez que se desarrollaba una nueva regulación para estabilizar el mercado interno del azúcar, mediante el uso de las materias primas para la producción del etanol carburante.¹²⁴ Después de un proceso de ensayo y error, el etanol junto con la limitación regulada de la producción de azúcar, se erigió como un importante instrumento de política de apoyo a los precios del azúcar (Szmerecsányi, 1979).

El nuevo marco regulatorio permitía al IAA tomar mayores medidas sobre la cadena de valor del alcohol. Mientras que la antigua CEAM era solo un intermediario que aseguraba que los importadores de gasolina reciban el etanol producido de los ingenios azucareros. En este periodo, el IAA era un monopolio legal que se encargaba de toda la cantidad de etanol comprado y vendido en el mercado. Compraba el total del etanol producido y lo vendía a los importadores de gasolina, al público en mezclas carburantes desde las estaciones de servicio, a los productores de mezclas aprobados por el instituto y a los cuerpos oficiales del Estado. También se encargaba de determinar el precio de compra a los productores y el precio de venta a los importadores de gasolina además del precio minorista de los carburantes producidos por los importadores. Finalmente la IAA se

¹²³ El desarrollo económico hacia adentro y el modelo de industrialización por sustitución de importaciones, formaba parte de la estrategia de dirigismo económico que el gobierno brasileño implementó para capear la depresión económica del 1929. Bajo esta perspectiva, el proteccionismo económico para el sector agrícola era considerado una prioridad necesaria para garantizar la demanda interna, y en el sector específico del azúcar para estabilizar los precios internos y aliviar las pérdidas de las exportaciones.

¹²⁴ Entre las competencias más importantes que tenía el IAA para fomentar la fabricación de etanol anhidro podemos mencionar:

- a. Asegurar el equilibrio interno entre las cosechas anuales de caña y el consumo de azúcar, mediante la aplicación obligatoria de una cantidad de materia prima destinada a la fabricación de alcohol,
- b. Fomentar la fabricación de etanol anhidro mediante la instalación de destilerías centrales o auxiliando a las cooperativas y sindicatos de productores en la instalación o mejora de las destilerías e instalaciones,
- c. Estimular la fabricación de etanol durante todo el año, mediante el uso de cualquier materia prima de acuerdo a las condiciones económicas de cada región,
- d. Proponer al Ministerio de hacienda las tasas e impuestos aplicables al azúcar y al alcohol,
- e. Formular las bases de los contratos con sindicatos, cooperativas, empresas y particulares para la instalación de plantas de fabricación de etanol anhidro o mejoramiento de las destilerías en las plantas de azúcar,
- f. Determinar periódicamente la proporción de etanol a ser desnaturalizado en cada planta,
- g. Estipular la producción de etanol anhidro que los importadores deberán comprar, para el despacho aduanero de los envíos de combustible,
- h. Adquirir para el abastecimiento de todas las compañías importadoras de gasolina todo el etanol destinado a las mezclas,
- i. Fijar los precios de venta del etanol anhidro destinado a las mezclas carburantes, así como el precio de venta de las mezclas a los consumidores finales,
- j. Instalar bombas de suministro de etanol carburante para el público y otras infraestructuras de abastecimiento, y
- k. Distribuir los beneficios de los hacendados, cooperativas o sindicatos de hacendados, fabricantes de etanol anhidro, sean cuales fueran las materias primas derivadas de la caña de azúcar, y cubrir la diferencia de precios, verificados en la compraventa de etanol anhidro realizadas por el IAA.

encargaba también de aprobar las fórmulas de los carburantes que entraban en el mercado y del control de su venta. El IAA fue la institución en la que se organizarían los intereses del sector sucro-alcoholero y la que implementó la regulación de uso de biocarburantes en el transporte.¹²⁵

Con el Decreto Nº 22981 de 1933, que complementaba el “Plan Federal para el alcohol-motor”, se modifican algunos títulos importantes, como las disposiciones relativas a los incentivos fiscales, estableciéndose exenciones de los impuestos y de las tasas de cualquier naturaleza, aplicadas a nivel federal, estadual o local sobre el etanol destinado a la producción de carburantes.¹²⁶ Asimismo, el Instituto del Azúcar y del Alcohol, después de verificar los stocks de azúcar en el país y de estimar las próximas cosechas, podría fijar las cuotas de azúcar y etanol que serían producidas. Además, para la ejecución de las medidas de defensa de la producción azucarera, así como para el apoyo al desarrollo del etanol anhidro, en el artículo 10 se establecía una tasa de \$3 por saco de 60 kilos de azúcar, para todo el azúcar producido por las plantas del país, con el fin de financiar el plan federal.¹²⁷

En relación con el destino de los fondos del programa, el 22,7 % de todos los recursos financieros usados para expansión del sector del etanol correspondió al financiamiento de destilerías privadas. Las destilerías privadas, a pesar de la modesta asignación de recursos financieros, jugaron un rol significativo en la expansión de la producción del etanol anhidro. Mientras que en 1933 solo existía una destilería de etanol anhidro en todo el país con una producción de 100,000 litros, en 1940 ya se habían establecido 35 destilerías privadas y dos destilerías centralizadas con un volumen total de 53,5 millones de litros, llegando a 82,2 millones de litros en 1942.¹²⁸

¹²⁵ Ver: (Numberg, 1978)

¹²⁶ Todo el etanol anhidro producido en el país; todo el aguardiente y etanol destinado a la producción de etanol anhidro; todo el etanol destinado a los productores de alcohol- motor, para la fabricación de carburantes cuyas fórmulas hayan sido aprobados por el IAA o el EECM; los carburantes mencionados en la línea anterior; todo el etanol destinado a las compañías importadoras de gasolina, o que fuera destinado a las bombas del IAA. Además se establecen otros incentivos de naturaleza similar como la exención de impuestos y aranceles a los equipos destinados a la fabricación de etanol anhidro, deshidratantes y material necesario para mejorar las destilerías actuales. Ver: Decreto Nº 22981(22/07/1933): Modifica el decreto Nº 22789 (01/06/1933), aprueba el respectivo reglamento y da otras providencias.

¹²⁷ El destino de la recaudación quedaría, en poder de un banco o consorcio bancario para: Garantizar el resarcimiento de los perjuicios eventuales de las operaciones de *warrant*; amortizar el precio de adquisición e instalación de destilerías centrales para la fabricación de etanol anhidro; garantizar los préstamos a los hacendados para la instalación de destilerías que fabriquen etanol anhidro, para costear los gastos de la IAA, para la cobertura de la diferencia de precios proveniente de la compra y venta de azúcar, para estabilizar el mercado interno, la distribución de beneficios a los productores, cooperativas, sindicatos de productores o fabricantes de etanol anhidro, cualquiera que sea la materia prima empleada derivada de caña y para la cobertura de las diferencias de precios de la compra y venta de etanol anhidro realizadas por la IAA. Ver: Decreto Nº 22789 de 1933: Crea el Instituto del Azúcar y el Alcohol y Decreto Nº 22981 de 1933: Modifica el Decreto Nº 22789 de 1933 y aprueba el respectivo reglamento.

¹²⁸ La labor de la IAA al reducir gradualmente el riesgo de sobreproducción de azúcar y proporcionar estabilidad en los precios, propició una fuerte integración vertical y concentración de las actividades alrededor de la industria del azúcar en torno a los ingenios azucareros. Como resultado muchos de los productores de caña, especialmente aquellos cuya actividad de producción todavía tenía rasgos semi-feudales, fueron relegados lentamente fuera de la actividad económica. Para compatibilizar los intereses de los productores de azúcar y de caña, en 1941 se estableció el Estatuto de la Producción de azúcar que regulaba estas relaciones, que tenía como objetivo consolidar la participación de los productores de caña en la cadena de valor del azúcar y el etanol. Para esto se determinó que los ingenios azucareros no podían moler más del 60 % de su propia azúcar. Ver: (Meira, 2007)

El 23 de setiembre de 1938 se promulga el Decreto-ley 737, que establece que los productores de gasolina estaban obligados a incorporar etanol anhidro de producción nacional a la gasolina, cualquiera que sea el método de producción o proceso de fabricación de esta, cuando sea conveniente y en la proporción que sea fijada por el gobierno. Asimismo se establece que la proporción de la mezcla de etanol anhidro y gasolina sería fijada de común acuerdo por el Consejo Nacional del Petróleo y el Instituto del Azúcar y el alcohol. Esta norma buscaba expandir el ámbito de aplicación de la obligatoriedad de mezclas de etanol anhidro y gasolina en vista de que hasta entonces solamente eran obligatorias tales mezclas cuando se trataba de gasolina producida en el extranjero. Esta fue una clara medida en favor del sector sucro-alcoholero y expresaba la importancia política del sector para el gobierno durante esta primera fase de introducción del etanol carburante.

En general las medidas llevadas a cabo para apoyar al sector azucarero fueron limitar la producción a satisfacer la demanda interna, y transformar parte de la caña de azúcar y de la sobreproducción de azúcar en etanol carburante. No se limitaba la producción de la materia prima sino del producto de esta. Esta sobreproducción de la materia prima sería compensada por la producción de etanol como medida de protección de la industria azucarera. Como consecuencia, durante este periodo se produjo un importante crecimiento de la producción del llamado "*alcohol-motor*" consistente en mezclas de gasolina con etanol anhidro o hidratado o cualquier otra sustancia y en cualquier proporción) que pasó de 14,6 millones de litros en 1933 a 462,5 millones en 1941.¹²⁹

Como podemos observar, los principales decretos que gobernaban la política del etanol en este periodo inicial, le conferían a la IAA un amplio control sobre la cadena de producción del etanol y un amplio campo de intervención del sector del azúcar, un sector tradicionalmente liberalizado. Sin embargo, si los intereses de la política agrícola vinculada al azúcar y al alcohol eran representados en el IAA, los Intereses de la política de reducción de costes energéticos fue llevada a cabo por el Consejo Nacional del Petróleo (CNP). A pesar de las grandes competencias del IAA, éste no tendría el dominio absoluto de la política de uso del etanol carburante y por tanto de la demanda en el mercado doméstico. La creación del CNP tendría una fuerte influencia en la política del uso del etanol carburante y de las mezclas con gasolina.¹³⁰ Junto al IAA el Consejo Nacional del Petróleo-CNP sería determinante para la industria del etanol carburante y como veremos adelante, impondría objetivos de política energética que muchas veces eran contrapuestos a aquellos objetivos de protección al sector azucarero promovidos por el IAA, especialmente en los periodos de bajos precios del petróleo.

En general, el sector sucro-alcoholero consideró oportuna las políticas de fomento para la producción y consumo de etanol, y una manera de hacer efectiva la reducción de la producción para estabilizar los precios del azúcar que había fracasado por medio de la vía de la cooperación privada.

¹²⁹ Ver: (De Castro Santos, 1985)

¹³⁰ Con el Decreto Nº 538 de 1938 se crea el Consejo Nacional del Petróleo, directamente vinculado a la presidencia de la república y compuesto por 8 consejeros de todos los ministerios. Este órgano tenía grandes competencias para autorizar, regular y controlar todas las actividades relacionadas con la cadena de valor del petróleo y sus derivados, así como las acciones conexas para el desarrollo de las actividades, pero sobre todo, podía fijar los límites máximos y mínimos de los precios de venta de los productos refinados importados o producidos en el país. Esto significa que aunque no tenía competencia para fijar el precio del etanol anhidro, si tenía competencia para fijar el precio de las mezclas carburantes. Ver: Decreto Ley Nº 538 (07/07/1938): Organiza el Consejo Nacional del Petróleo

Sin embargo, a pesar de los beneficios que podrían obtenerse de la intervención en el mercado interno de azúcar, muchos de los propietarios de los ingenios azucareros tardaron en aceptar la intervención Estatal, principalmente las medidas relacionadas con las cuotas de producción de azúcar, la inversión en la producción de etanol y en general las políticas de consolidación del mercado interno del etanol carburante. Las políticas de sustitución de derivados del petróleo permitieron una primera transformación industrial del sector brasileño del azúcar durante este periodo, así como el crecimiento de la producción de etanol carburante y de su consumo en el mercado de carburantes líquidos. Sin embargo, uno de los principales problemas identificados al final de este periodo era que el etanol todavía absorbía solo una pequeña fracción de los excedentes, tanto por la falta de desarrollo industrial como por los bajos precios del etanol a los que eran sometidos los productores privados.¹³¹

La efectividad de los instrumentos utilizados para la expansión de la producción de etanol, como parte de la política para consolidar el mercado interno, estuvo frenada por la resistencia de los propietarios de los ingenios azucareros a reconocer en el etanol una solución a la crisis del azúcar. Entre los principales obstáculos se encontraba el precio pagado a los productores de alcohol, que estos últimos consideraban insuficientes para cubrir sus costes de producción. La IAA trató con poco éxito de subir el precio de compra del etanol enfrentando la oposición del CNP que controlaba los precios de las mezclas combustibles y consecuentemente del etanol en la mezcla.¹³² Se podría decir que mientras que los productores de etanol carburante buscaban maximizar sus beneficios a través de la labor del IAA, los objetivos generales de política energética representados por el CNP estaban enfocados en minimizar los costes totales de los carburantes líquidos para la economía del país, estando entre estos costes, aquellos provenientes del uso del etanol en las mezclas carburantes.¹³³

II.1.1. El etanol carburante durante los problemas de suministro de petróleo en Brasil durante la segunda guerra mundial

Los problemas de suministro de petróleo a causa de la segunda guerra mundial, llevaron a la creación de la Comisión Nacional para Combustibles y Lubricantes en 1941.¹³⁴ La Comisión, integrada

¹³¹ Ver: (Szmerecsányi, 1979) y (Numberg, 1978)

¹³² Ver: (De Castro Santos, 1985)

¹³³ El gobierno consideraba que era importante vincular las mezclas al desarrollo de la producción doméstica de petróleo y sus derivados, previendo que un próximo desarrollo de la industria del refino de crudo incrementaría la necesidad de elevar la producción de etanol carburante. Con este fin, el abastecimiento de petróleo nacional se había declarado de utilidad pública, conllevando la nacionalización de la industria del refino de petróleo y reduciendo aún más la distancia entre la política para el etanol carburante y la política energética. Ver: Decreto Ley Nº 737 de 23/09/1938, Decreto Ley Nº 395 del 29/04/1938 y Decreto Ley Nº 538 de 07/07/1938.

¹³⁴ Los cortes de suministro de combustibles líquidos y la caída de las exportaciones brasileñas de azúcar a causa del desarrollo de las conflagraciones durante la segunda guerra mundial, tuvieron implicancias en la regulación del sector sucro-alcoholero. Las dificultades en el transporte marítimo de mercancías también afectaron el propio comercio interno en Brasil que se divide en una zona del Noreste con sobreproducción y una zona del Centro-sur del Brasil con escasez de producción. Como consecuencia de esta situación se produjo el levantamiento de los límites a la producción de la región Centro-sur. Esta situación determinó la futura expansión del sector sucro-alcoholero en esta región, acelerando la pérdida de la hegemonía de los productores de la región del Noreste. Ver: (Szmerecsányi & Moreira, 1991)

entre otros miembros por los presidentes del IAA, y del CNP, tenía por objetivo la coordinación de la producción y distribución de los combustibles. Los problemas de seguridad de suministro se habían convertido en una cuestión de Estado y las posiciones de los actores tanto del sector hidrocarburos como del sucro-alcoholero en torno la política energética común, denotaban la convergencia de intereses entre el IAA y el CNP, respecto a las medidas para enfrentar la crisis de abastecimiento.¹³⁵ La situación previa, en la década anterior a la guerra fue desfavorable para el desarrollo de la industria del etanol en Brasil, sin embargo, durante este periodo, su uso como carburante fue percibido como un elemento indispensable para enfrentar los problemas de suministro energético, dada la escasez de productos petrolíferos, lo que contribuyó positivamente en la valoración del etanol carburante en el mercado (Szmerecsányi, 1979).

En este contexto se adoptaron una serie de medidas que afectaron el desarrollo del etanol carburante como instrumento de política energética. De acuerdo con el Decreto Ley N° 4292 de 1942, el CNP se encargaría en todo el territorio nacional de garantizar el suministro y el racionamiento del consumo de petróleo y sus derivados.¹³⁶ Asimismo, con el Decreto ley N° 4382 del mismo año, el IAA quedaba autorizado para adoptar las medidas necesarias con el fin de incrementar el consumo y la producción de etanol carburante en el país.¹³⁷ En esta coyuntura la producción de etanol, especialmente de etanol anhidro pasa a asumir una función estratégica en la política energética brasileña.¹³⁸

Por medio del Decreto N° 4461 de 1942 se legalizó el control total sobre el mercado del alcohol. La IAA fijaba el precio y las condiciones de venta de cualquier tipo de etanol a los productores, incluso podía requisar cuando era necesario la producción nacional de etanol de cualquier graduación. La

¹³⁵ Decreto Ley N° 3755 de 1941: Dispone la Creación de la Comisión Nacional para los Combustibles y Lubricantes.

¹³⁶ Decreto Ley N° 4292 de 1942: Dispone sobre el abastecimiento y racionamiento del consumo de petróleo y sus derivados.

¹³⁷ Primero, podía fijar el porcentaje de la producción de etanol anhidro, potable o aguardiente, que cada planta o destilería tendrá que entregar de acuerdo con las necesidades del mercado nacional, segundo el IAA fijaría el precio de compra del etanol y tercero podría fijar el precio venta del etanol carburante a las bombas públicas cualquiera que sea su grado o mezcla, en acuerdo con el Consejo Nacional del Petróleo. Ver: Decreto ley N° 4382: Autoriza al IAA fijar una cuota de etanol carburante. De acuerdo a sus nuevas competencias el IAA implementó una serie de medidas adicionales para elevar la producción y el consumo de etanol carburante. Por ejemplo, el establecimiento de reservas de etanol con el fin de garantizar el cumplimiento oportuno de las cuotas de etanol de los productores (Resolución IAA n° 61 de 1943), el plan de requisitoria del aguardiente para su transformación en etanol (Resolución N° 65 de 1943), el establecimiento de penalidades por el incumplimiento de las normas de producción y distribución de alcohol, con el fin de combatir el mercado negro (Decreto ley N° 5988 de 1943), el establecimiento de impuestos al etanol de uso industrial y el mantenimiento de la prohibición de la conversión de etanol en aguardiente para el plan de cosecha 1944/1945 (Resolución IAA N° 86 de 1944).

¹³⁸ En el artículo 1 de la Resolución N° 31 de 1942, la IAA consideraba que la situación crítica en el suministro de combustibles imponía la necesidad de elaborar un plan de economía de guerra para la cosecha 1942/1943. Seguidamente, en el artículo 2 señalaba que el objetivo era alcanzar el más alto nivel de producción posible de etanol carburante, para lo cual se destinó la máxima cantidad de materia prima disponible tras cubrir la demanda doméstica de azúcar para alimentar a las destilerías. Para esto era necesario explotar al máximo la capacidad de producción por el máximo periodo de tiempo posible en que las plantas podrían operar. Se estableció una cuota para el consumo y reservas de azúcar de 15,2 y 2,2 millones respectivamente y el resto se destinó a la producción de etanol carburante. Asimismo, la IAA podría ampliar su capacidad de requisar melaza y etanol de consumo humano cuando fuere necesario.

IAA asumía el control total sobre el comercio de alcohol, autorizando todas las ventas.¹³⁹ Durante este corto periodo, la IAA Autorizaba, fijaba precios y requisaba el etanol con el fin de elevar su consumo como carburante de automoción en colaboración con la CNP, la que se reservaba la autoridad para determinar la proporción final de consumo de etanol en mezcla.¹⁴⁰

Con el Decreto Ley Nº 4722 de setiembre de 1942 se declara la industria alcoholera de “interés nacional”, estableciéndose una política de precios mínimos para el alcohol. Para esto instituyó un precio de paridad entre el azúcar y el alcohol, establecidos en una relación de 7 litros de etanol por saco de azúcar, producido dentro de la cuota legal fijada por esta misma institución. Además el IAA ya no solo podía incrementar los precios de adquisición del alcohol, sino además establecer un precio diferencial que variaba de acuerdo con las materias primas utilizadas en su producción.¹⁴¹

De acuerdo con de Castro Santos (1985), durante el periodo de la segunda gran guerra, la importancia del etanol como elemento de apoyo al sector del azúcar declino para cumplir un rol protagónico como carburante ante la crisis de suministro de combustibles líquidos, es decir un rol central en la política energética de la época. En este periodo, todos los tipos de etanol fueron utilizados como sustitutos de la gasolina puros o en mezclas, desde el etanol deshidratado hasta los deshidratados de bajo grado, incluyendo los aguardientes.

Sin embargo, a pesar de las medidas tomadas en este periodo la producción de etanol anhidro disminuyó significativamente de 82,2 millones de litros en 1942, pasando a 50,2 millones de litros en 1943 y cayendo a 22,8 millones de litros en 1945, como podemos observar en el gráfico II-2. En este caso, la causa principal de su caída fue la carestía de agentes deshidratantes durante la guerra. En el caso del etanol hidratado las medidas de racionamiento y de suministro mínimo para la industria garantizaron su producción a un cierto nivel mientras que la producción de etanol anhidro todavía era estable, pero cuando esta cayó ante la ausencia de insumos para su producción, la demanda de etanol hidratado emergió impactando en el aumento de la oferta, y compensando la caída de la producción de etanol anhidro.¹⁴²

¹³⁹ Luego de garantizar el etanol necesario para el uso industrial a través de la obligación de reservar el 20 % de la producción, estableció el Plan de Control de la producción de Alcohol, que tenía como objetivos maximizar la producción de etanol anhidro (usado en mezclas con gasolina) y minimizar la producción de etanol hidratado para uso industrial y comercial. Para esto se implantó el racionamiento del etanol hidratado bajo la autoridad de la IAA y se establecieron mayores precios de venta para este producto. Además se prohibió la producción de etanol de consumo humano y aguardiente. Ver: Resolución IAA Nº 39 de 1942. A pesar de estas medidas la producción de etanol anhidro decreció desde 1943 (ver tabla), debido principalmente a la dificultad de importar los agentes deshidratantes durante la guerra. Esto quedó patente en el artículo 15 de la resolución Nº 62 de la IAA, cuando autoriza la producción de etanol hidratado en caso de que no fuera técnicamente posible la producción de etanol anhidro

¹⁴⁰ Ver: (Queda, 1972) y (Numberg, 1978)

¹⁴¹ Ver: Decreto ley: Nº 4722 de 1942: Declara la Industria alcoholera de Interés nacional. Los precios finales para los productores fueron garantizados de acuerdo a la materia prima utilizada en su producción, grado de etanol y clase de destilería (autónoma o anexa), los precios para los compradores se fijaban en consideración al uso final del alcohol: como carburante o industrial. Posteriormente, la IAA fue obligada a suministrar etanol anhidro a las compañías petroleras aun precio no mayor que el pagado a los productores. En el caso del precio de compra de las compañías petroleras, éste no podía ser mayor que el pagado a los productores. Ver: de Castro Santos (1985) y Szmrecsányi (1979)

¹⁴² Ver: de Castro Santos (1985)

Gráfico II – 2: Producción de alcohol- Periodo previo y posterior a la 2da guerra mundial (en millones de litros)



Fuente: Elaboración propia a partir de IAA, CODEPLAN-DES (varios años) en de Castro Santos (1985)

Con el fin de la dictadura de Getulio Vargas, las condiciones institucionales más propensas a la intervención estatal, adoptarían una postura más conservadora en relación al funcionamiento de los mercados. En este contexto se haría más evidente la pugna entre los intereses del sector agroindustrial del azúcar y el sector energético de los hidrocarburos en el transporte, especialmente desde el inicio del periodo de estabilidad y bajos precios del petróleo que caracterizaron gran parte del periodo de postguerra, decayendo el uso energético del etanol hasta la crisis de los años 1970s, donde se inicia otro periodo de gran intervención y convergencia en los mercados agro-energéticos que finalmente favorecería la expansión del mercado del etanol carburante.¹⁴³

II.1.3. La política de reducción de costes energéticos y el uso del etanol carburante desde la posguerra hasta la crisis energética de los años 1970s

Terminada la segunda guerra mundial y la caída de la dictadura de Getulio Vargas en 1946, las políticas de dirigismo económico y gran intervención económica se debilitaron en favor de un proceso de liberalización del régimen económico. La Constitución de 1946, restringía en su artículo 146 la intervención del Estado en el dominio económico.¹⁴⁴ Este cambio tuvo un especial impacto en el sector del azúcar y el alcohol. Por un lado, la confrontación ideológica entre los productores del centro sur y del noreste, relativo a las medidas favorables para el sector azucarero, promovió la liberalización del sector y el debilitamiento del monopolio legal del IAA. Esto debilitó la promoción del etanol como válvula de escape a la crisis del sector del azúcar. Por otro lado, había empezado a nivel global, la era del petróleo barato y abundante, lo que disminuyó el interés en la producción de

¹⁴³ Ver: (Szmrecsányi, 1988)

¹⁴⁴ Ver: Constitución de los estados Unidos de Brasil del 18 de setiembre de 1946.

etanol para reducir el riesgo de interrupción de suministro y los problemas en la balanza de pagos relacionados con los altos precios del crudo.¹⁴⁵

Además el uso de la caña de azúcar para abastecer los mercados alimentarios se incrementó nuevamente. De acuerdo con Szmecsányi (1979) la producción de azúcar experimentó una rápida expansión, pasando de 15,3 millones de sacos en 1945 a 23,6 millones en 1948, un incremento del 54 % en 4 años. Como consecuencia de la liberalización y la reanudación del comercio internacional tras la segunda gran guerra, se produjo un abrupto aumento de la producción mundial y una nueva crisis en la industria del azúcar.

Como respuesta a la nueva crisis se trataron de retomar las políticas de consolidación del mercado interno del etanol y del azúcar. A través del Decreto ley 25174-A de 1948 se restituyó la importancia de la industria del alcohol, reconsiderándola como "Industria de interés nacional".¹⁴⁶ Asimismo se redefinían los poderes del IAA y del CNP, en lo que concierne a la fijación de precios del etanol y el volumen del etanol anhidro de la mezcla.¹⁴⁷

De forma paralela se liberalizaron las importaciones de los productos petrolíferos en un contexto de un mercado internacional de petróleo abaratado. Con el Decreto Ley N° 25,071/1948, se excluye de licencia previa a las importaciones de gasolina y diésel carburante entre otros productos petrolíferos.¹⁴⁸ Esto reflejaba la posición de gobierno respecto de cómo se iba a administrar la

¹⁴⁵ La primera medida adoptada con el fin de liberalizar el sector azucarero del férreo control del IAA fue el Decreto Ley 9827 de setiembre de 1946, que obligaba al Instituto del Azúcar y el etanol a revisar de manera general y en un plazo perentorio, las cuotas de producción de azúcar en planta, atribuidas a cada uno de los Estados o territorios y teniendo en cuenta: las exigencias de consumo, la expansión de la producción de azúcar en cada unidad federada, los déficits de producción en los Estados importadores o el reajuste de la limitación de la producción en las plantas que estuvieran debajo de los límites impuestos por la IAA. La norma incentivaba la productividad de las plantas y el levantamiento de las cuotas hacia límites regionales favorecía el incremento de la producción. Ver: Decreto N° 9827 de 1946 :

¹⁴⁶ A causa de la crisis se fortalecieron los mecanismos de precios de paridad para garantizar niveles mínimos del etanol elaborado de melaza y caña, siendo más altos para los alcoholes de mayor gradación. Los precios de paridad garantizados por el IAA para el etanol de mayor grado fueron establecidos a Cr\$ 2.50 por litro de etanol anhidro directamente obtenido en la planta, el cual correspondía al precio para el azúcar cristalizada, establecido para el plan de cosecha 1948/1949. Un total de 650000 sacos de azúcar de las plantas de Pernambuco, Rio de Janeiro y São Paulo, así como 650,000 sacos precedentes de los ingenios fueron destinados a la producción de etanol anhidro. Se creó además un fondo cubierto con la venta de etanol anhidro por el IAA a las compañías gasolineras y se establecieron objetivos de producción de etanol anhidro para su uso en mezclas carburantes. Ver: Decreto Ley N°25174-A: Adopta medidas de estímulo para la producción alcohólica del país, para fines carburantes, Resolución IAA 154 (1/15/48) Compensación de precios del azúcar; Resolución IAA 183, 6 /26/48: Plan de defensa del Azúcar; Decreto ley 25,174-A (5/3/48); Resolución IAA 31/1942 y Resolución IAA N° 79/1944: Plan de Cultivos 1942/1943; Resolución IAA 86/1944: Plan de defensa del alcohol

¹⁴⁷ El CNP era responsable de ajustar los precios de venta de las mezclas carburantes en función del precio y la cantidad del etanol anhidro adquirido del IAA por las compañías gasolineras, mientras que la IAA debía informar a la CNP en el inicio de cada cosecha del volumen estimado de etanol anhidro que sería producido. En general al fortalecerse las competencias de la IAA, se incrementaban por lo tanto las posibilidades de protección del sector del azúcar a través de la promoción del etanol carburante. Ver: Decreto Ley N°25174-A: Adopta medidas de estímulo para la producción alcohólica del país, para fines carburantes. Resolución IAA 154 (1/15/48) Compensación de precios del azúcar ; Resolución IAA 183, 6 /26/48: Plan de defensa del Azúcar; Decreto ley 25,174-A (5/3/48); Resolución IAA 31/1942 y Resolución IAA N° 79/1944: Plan de Cultivos 1942/1943; Resolución IAA 86/1944: Plan de defensa del etanol

¹⁴⁸ Decreto N° 25 071 de 1948. excluye del régimen de licencia previa de que trata la Ley N° 262 de 1948 a las importaciones de los productos que menciona.

demanda energética y que rol representaría el petróleo y sus derivados para la seguridad de suministro energético. La liberalización de las importaciones de derivados petróleo fue la decisión más racional para el gobierno, por lo menos en el corto plazo y mientras los precios eran bajos.

En estas circunstancias los precios del etanol anhidro necesarios para cubrir los costes de los productores, no eran competitivos con los niveles de precios de la gasolina de entonces. La producción de etanol que en 1948 era de 65,4 millones de litros representando un incremento de 29,5 % sobre el año anterior, en 1950 solo llegó a 18,6 millones de litros. A pesar del reconocimiento del IAA de que la política de promoción del etanol era necesaria tanto para responder a las eventualidades del mercado internacional del petróleo, como para solucionar los problemas del azúcar, el CNP parecía entender que el etanol como instrumento permanente para luchar contra la sobreproducción de azúcar era económicamente inviable y su uso presentaba un alto coste para el los consumidores finales mientras los precios del petróleo continuaran siendo tan bajos.¹⁴⁹

A pesar de los esfuerzos para regular la producción de azúcar mediante el fortalecimiento en el mercado doméstico del alcohol, la década de los 1950s se caracterizó por una liberalización de la producción y una gran sobreproducción de azúcar a pesar de la expansión del consumo doméstico y los esfuerzos para incrementar las exportaciones durante los años de más alta sobreproducción.¹⁵⁰

En el caso del etanol carburante, luego de la gran sobreproducción de azúcar en 1952 los productores de azúcar volvieron a pedir al IAA la adopción de medidas para la transformación de azúcar y caña de azúcar en alcohol. Sin embargo el contexto energético internacional, con suministro de petróleo estable y económico, incrementaban notablemente el coste de oportunidad de la sustitución de la gasolina.¹⁵¹

¹⁴⁹ Ver: (Szmrecsányi & Moreira , 1991) y (de Castro Santos, 1979)

¹⁵⁰ La IAA presionada por los productores del centro sur de Brasil aumentó las cuotas nacionales de producción, la que pasó de 23,4 millones en 1950 a 55,2 millones de sacos de azúcar el 1960. La IAA trató de contener la expansión de la producción del centro sur en favor del noreste por medio de una política de precio único que uniformizaba los precios en todos los mercados del país. Ver: Resolución IAA 501/1951; Resolución IAA 619/51; Resolución IAA 647/1952 y Resolución IAA 1284 /1957. Con estas medidas los niveles de stocks aumentaron, llegando a representar el 14,6 % de la producción y la tasa de crecimiento de la producción de azúcar que llegaba a 10 % en 1957, alcanzó el 20 % al año siguiente. Asimismo las exportaciones fueron fomentadas y crecieron de 400,000 de sacos en 1956 a 12,9 millones en 1957, aunque con altos niveles de subsidios estatales. Solo en el largo plazo los productores lograron reducir sus costes y ser más competitivos en el mercado internacional. Dados los altos niveles de producción, al final de la década se establecieron cuotas de producción menores a las de los años anteriores y retenciones de stocks para preservar el equilibrio del mercado. Ver: Plan del Cultivo del Azúcar (1959/1960); Resolución IAA 1367/1959; Resolución IAA 1411/1959; Resolución IAA 1412/1959.

¹⁵¹ El IAA instó al gobierno de Gileno de Carli a resolver los problemas del azúcar por medio del etanol carburante. Diferentes medidas fueron adoptadas y retomadas, como la producción de 9 litros de etanol por saco de azúcar, la creación de destilerías autónomas con una capacidad de mínima de 10,000 litros diarios, el establecimiento de un precio de paridad que no excedería el 90 % del precio establecido para el mismo tipo de etanol en las destilerías anexas, y hasta se llegó a solicitar financiamiento del Banco de Brasil para facilitar la instalación de las destilerías en los Estados con mayor sobreproducción, a la que el Banco se negó argumentando la inestabilidad de la políticas del etanol para la economía nacional. Esta visión del banco de Brasil representaba el estado de desconfianza que imperaba sobre el etanol carburante en aquellos tiempos, cuando los bajos precios del petróleo y las expectativas de lograr una auto-suficiencia energética mediante el aumento de la producción doméstica de crudo en el corto plazo, hacían económicamente insostenible la política de promoción del etanol carburante. Ver: (Numberg, 1978) y (De Castro Santos, 1985) Además de las políticas de producción de etanol anhidro para apoyar el sector azucarero se adoptaron otras medidas entre

Aunque hubo un sostenido crecimiento de la producción de etanol anhidro hasta 1959, las mezclas de etanol con gasolina estuvieron siempre por debajo de las mínimas proporciones propuestas por la IAA, estableciéndose generalmente alrededor de la cuota mínima legal del 5 %. Tampoco la CNP adoptó alguna medida para ampliar la cuota de mezcla del etanol anhidro con gasolina. Esto llevo a una acumulación significativa de stocks de etanol anhidro hacia el final de la década.¹⁵²

II.1.3.1. La política de economía energética basada en el petróleo

El contexto del mercado de productos energéticos no era favorable a la política de uso del etanol carburante durante este periodo. A pesar de que todavía permanecía vigente un adecuado marco regulatorio que podía ser utilizado por el gobierno para la promoción de la producción de etanol, esta política resultaba muy costosa por los bajos precios del crudo y los productos. Así, la política energética sobre los carburantes de automoción había virado hacia la importación de petróleo abaratado, con el fin de alcanzar la autosuficiencia energética en el corto plazo mediante el consumo de petróleo y sus derivados.¹⁵³

Durante la década de los 1950s se promovió el desarrollo de una política de autosuficiencia energética basada en el consumo de combustibles fósiles; a fin de abastecer la demanda interna de energía primaria de manera segura y económica con productos petrolíferos. Esto no solamente abría las puertas a las importaciones, sino también al impulso de la producción nacional. Con la Ley Nº 2004 de 1953 se declara monopolio la prospección y explotación de petróleo y otros fluidos de hidrocarburos y gases nobles, así como el refino de petróleo nacional o extranjero y el transporte de este y sus derivados. Con este fin se crea la sociedad por Acciones: Petróleo Brasileiro S.A. "PETROBRAS", cuyos objetivos eran la exploración, explotación, refino, transporte y comercio del petróleo o sus derivados. El CNP sería el órgano de supervisar y fiscalizar las actividades concernientes al abastecimiento nacional de petróleo. El gobierno impulsó el crecimiento de la producción doméstica de petróleo a través de la PETROBRAS, incrementando las actividades de exploración, extracción de crudo y sobre todo un crecimiento notable de la capacidad de refino de petróleo. La producción doméstica de petróleo pasó de 3 % del consumo total en 1955 a 32 % en 1960, haciendo declinar gran parte de las importaciones de crudo, como podemos observar en el gráfico II-3.¹⁵⁴

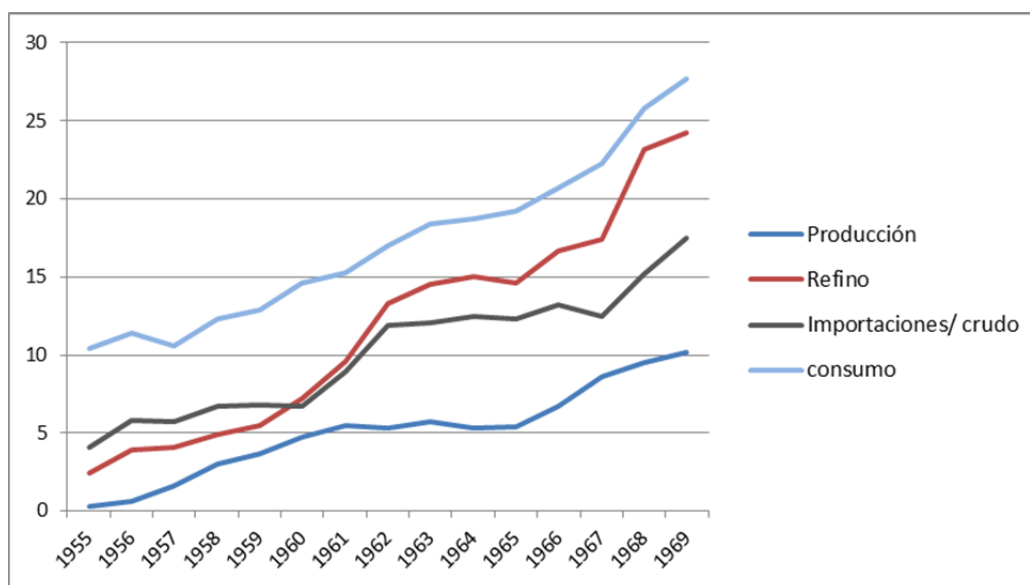
Gráfico II – 3: Evolución del mercado del petróleo en Brasil de 1955-1969

las cuales estaba sacar de la crisis a la industria del aguardiente que estaba afectada por la competencia desleal de los productores de alcohol. Para esto se estableció un plan de defensa del aguardiente basado en la expropiación del aguardiente ilegal con el fin de usarlo en la producción de etanol anhidro carburante, así como la creación de un fondo para compensar el aguardiente requisado y los costos de flete de las destilerías de deshidratación. Ver: Resolución IAA 676/1952; Resolución IAA 698/1952, Plan de defensa para la cosecha (1952/1953)

¹⁵² Ver: (Szmrecsányi & Moreira, 1991) y (Numberg, 1978)

¹⁵³ Ver: De Castro Santos (1985) y (Nastari, 1983)

¹⁵⁴ Ver: Ley Nº 2004 de 1953: Dispone sobre la Política Nacional del Petróleo y define las atribuciones del CNP, Instituye una Sociedad Anónima y da otras providencias. C



Fuente: Elaboración propia a partir de (IPEA, 2010)

La PETROBRAS fue creada para cubrir la falta de inversión privada en el sector de los hidrocarburos, teniendo como principal objetivo acelerar la exploración y desarrollo de los recursos petrolíferos nacionales, y poder con esta política disminuir la presión sobre la balanza de pagos. El plan se basaba en cubrir la demanda interna de combustibles con las reservas autóctonas.¹⁵⁵

Con una tasa de crecimiento de los precios del azúcar más alta que la de la gasolina, las mezclas de carburante y etanol resultaban más caras que la gasolina pura, por lo que la presencia del etanol en las mezclas para carburantes iban en contra de la misma política de reducción de los costes de la energía. Esto llevó a la CNP en representación de la política energética nacional, así como de las compañías productoras de gasolina, a rechazar las políticas de expansión de las mezclas de gasolina con alcohol, el coste de oportunidad para el gobierno brasileño era demasiado alto para favorecer el uso del etanol carburante.¹⁵⁶ La CNP fundaba su política en la regulación del Decreto 22981/1933 para la consolidación del mercado doméstico que establecía en el apartado i) del artículo 4, que la IAA solo podía fijar el precio de compra del etanol de modo tal que no acarree perjuicios para los productores y no sea una carga para el consumidor de carburante nacional. Además en razón del

¹⁵⁵ Aunque la producción de petróleo creció alrededor del 3000 % desde la creación de la PETROBRAS hasta el final de la década de los años 1960s, (alcanzando los 164000 bariles diarios en 1970), la demanda de petróleo y derivados superaba la oferta brasileña. Esto sería agravaría los efectos de la dependencia externa una vez llegada la crisis del petróleo de los 1970s. (Ferreira , 2013)

¹⁵⁶ El CNP creó un fondo económico para amortiguar los incrementos de precios del etanol y del azúcar en el volumen final de las mezclas y proteger a las compañías gasolineras. La pugna entre el CNP y el IAA para determinar el precio y el volumen de etanol en la mezcla terminó con la victoria de esta última estableciendo un nivel máximo de proporción de etanol del 5 %, vinculando el volumen del etanol al volumen de la gasolina consumida durante el año anterior. El CNP además solo garantizaba el precio de compra del etanol anhidro de la cosecha previa y por un límite de 180 millones de litros, estando los sobrantes bajo responsabilidad de la IAA. La CNP solo requería a las compañías gasolineras la proporción máxima legal (10 %) solamente cuando era conveniente, estableciendo una proporción determinada en función de sus propios objetivos de política energética. A pesar de los intentos de la IAA de aumentar el porcentaje de etanol en mezcla con la gasolina al 10 % en 1958 y de 1959 al 13 %, las mezclas mínimas fueron determinadas generalmente por la CNP en un máximo del 5 % y aunque la CNP permitió que en 1958 y 1959 la proporción de etanol en mezcla llegue a 7 % y 7,5 % del total de gasolina consumida en el año previo, tales proporciones dejaban fuera del mercado gran parte de la producción de alcohol. Ver: (De Castro Santos, 1985) y (Santos, 1997)

apartado j) la IAA solo podía fijar el precio de venta del etanol suministrado a los importadores de gasolina, de modo tal que haga técnicamente posible la competencia de carburante mezclado con gasolina pura.¹⁵⁷

Al final de los años 1950s, los intereses de los productores de alcohol, representados por el IAA a, terminaron confrontados políticamente con los intereses del gobierno (concentrados en el CNP), con los intereses de los consumidores finales y hasta con los intereses de la industria automotriz, que en pleno desarrollo, necesitaba precios económicos en el mercado de carburantes para expandir el mercado de vehículos. La situación se resolvió desfavorablemente para la producción y consumo de etanol en el mercado del transporte rodado de Brasil.¹⁵⁸

II.1.3.2. La política de minimización del uso del etanol carburante hasta el lanzamiento del PNA

De acuerdo con Numberg (1979), durante la primera mitad de los años 1960s, las condiciones del mercado internacional del azúcar favorecieron el aumento de las exportaciones, así como el incremento de la demanda interna favoreció una política expansionista de la producción. Ambos factores indujeron a los productores a aumentar la producción, situación que consecuentemente bajó nuevamente los precios internacionales del azúcar, dando lugar a una grave crisis en el sector. Tras el embargo económico a Cuba por los EEUU, luego de la revolución, los productores azucareros de Brasil se favorecieron de unas condiciones preferenciales de acceso al mercado de los EEUU. Asimismo la fortaleza de los precios en el mercado internacional en los primeros años de los 1960s favoreció las exportaciones a otros países. Sin embargo, el gran incremento de la producción y la caída de los precios del azúcar en 1965, eliminó la competitividad del azúcar brasileiro, aún con la ventaja de los tratados de comercio preferenciales con EEUU, trayendo como resultado otra grave crisis de sobreproducción en el sector. (Szmerecsányi, 1979)

Como consecuencia de la sobreproducción, a mitad de la década de los 1960s la política sobre el control y diversificación de la producción regresó, y se fortaleció el control fiscalizador y promotor del IAA sobre el sector sucro-alcoholero. Sin embargo, la vía de la expansión del uso de las mezclas de etanol carburante y gasolina no era viable bajo una política de reducción de los costes energéticos y un suministro abundante y seguro en el mercado internacional de crudo.¹⁵⁹

¹⁵⁷ Ver: Decreto Nº 22981 de 1933: Modifica el Decreto Nº 22789 de 1933 y aprueba el respectivo reglamento de la norma.

¹⁵⁸ En estas condiciones en el plan de defensa del etanol de 1959/1960 la IAA no pudo garantizar más un precio de paridad entre el etanol y el azúcar. La solución fue buscar usos alternativos para el etanol y las melazas residuales. Esto marco el final de la política del etanol carburante hasta la llegada del PNA en 1975. Ver: de Castro Santos (1985)

¹⁵⁹ Entre las medidas adoptadas por el IAA estuvieron: la institucionalización de las exportaciones de azúcar dentro del sistema de soporte del sector azucarero (medio al que se recurría intermitentemente, de acuerdo a la coyuntura que mostrara el mercado internacional). Para esto se establecieron fondos especiales para la exportación, con recursos provenientes de los impuestos pagados a la producción de azúcar y etanol no carburante. En vista del monopolio sobre las exportaciones de azúcar que controlaba el IAA, el fondo serviría para cubrir las pérdidas cuando los precios del mercado internacional fueran menores que los precios que la

De acuerdo con la Ley 4870 de 1965, el IAA fijaría los aumentos o reducciones de la producción teniendo en cuenta las necesidades del consumo interno y las posibilidades de exportación al mercado internacional. De aquí en adelante las exportaciones de azúcar se institucionalizarían como un instrumento integrado de forma permanente en el sistema de apoyo al sector azucarero, que estaría basado principalmente en el concepto del control centralizado de la producción. Además, el IAA todavía podía fijar los precios de los productos en la industria del azúcar y el etanol.¹⁶⁰

En relación con las ayudas al sector sucro-alcoholero, a través del Decreto Ley N° 35 de 1966 se establecieron algunos créditos especiales para subsidiar, el azúcar, la caña y el precio alcohol.¹⁶¹ Asimismo, se establecieron sistemas de apoyo públicos para la modernización del sector azucarero como el Plan Nacional para la Mejora de la Calidad del Azúcar (PLANAZUCAR). Este programa tenía como objetivo fundamental, elevar la productividad agroindustrial del sector azucarero por medio de la distribución de nuevas cepas de caña de azúcar y así incrementar la competitividad de las exportaciones brasileñas en los mercados internacionales de azúcar.¹⁶²

De acuerdo con Numberg (1979), se trataba de un sistema de créditos subsidiado, con tasas de interés por debajo de las tasas de inflación, donde la devolución del préstamo no estaba ajustada a la inflación, beneficiándose además con largos periodos de gracia y amortización de la deuda en el largo plazo. De acuerdo con, (Szmrecsányi & Moreira , 1991) la política general consistía en establecer cuotas de producción nacional en los planes de cada cosecha. Sin embargo, aun cuando el IAA establecía estas restricciones a la producción, muchos de los límites impuestos fueron sobrepasados una y otra vez.

Aun así, el nuevo sistema de control de la producción y los esfuerzos en la modernización del sector azucarero, produjeron cambios importantes en la organización industrial de la producción. Muchos pequeños productores quebraron mientras que los que sobrevivieron recurrieron a la integración vertical o a la fusión empresarial para sobrevivir a la crisis, lo que resultó en una mayor concentración del mercado. El número de plantas pasó de 297 a 208. Asimismo, la concentración de

IAA pagaba a los productores, como una especie de "refunds". Ver: Decreto ley 308 de 1967: Dispone sobre los Ingresos de la IAA

¹⁶⁰ Los precios del etanol se determinaban en relación con los precios del azúcar estándar, estableciéndose un valor de paridad entre la producción de azúcar y etanol en una planta con destilería anexa. Con ese valor y de acuerdo con los niveles de alcohol, se determinaba finalmente los valores de paridad del etanol anhidro e hidratado. Asimismo se establecía que la producción que sobrepasara el límite establecido sería destinada a la exportación, si lo permitieren las condiciones del mercado internacional o en su defecto transformado e alcohol, pero corriendo por cuenta del productor los eventuales perjuicios de esas operaciones. Asimismo, la cuota de producción global del país podría ser reducida de acuerdo con el comportamiento del mercado, considerando las condiciones regionales y el dominio sectorial del azúcar en las diferentes áreas del país. En este sentido, a causa de su menor desarrollo económico se priorizaban la producción de la región noreste con destino a los mercados preferenciales. Ver: Ley 4870 de 1965: Dispone sobre la producción alcoholera. Se establecen un nuevo punto de referencia para la producción en la industria del azúcar. La IAA fija los precios de los productos del sector sucro-alcoholero.

¹⁶¹ Ver: Decreto Ley N° 35 de 1966: Abre un crédito especial para atender a los encargos de la Unión, de complementación del precio de la caña de azúcar a los productores del Noreste, para atender al precio del etanol destinado a COPERBO.

¹⁶² De acuerdo con el Decreto ley 1266 de 1973, los recursos en el Fondo Especial para la Exportaciones ya no solo fueron destinados para el fondo de racionalización de las plantaciones y procesamiento de azúcar, sino para la capitalización de las operaciones del sector agrícola e industrial y la reducción de los costos financieros de la producción y el comercio.

capital y de la propiedad de la tierra reconfiguraron el mercado nacional expulsando a los pequeños productores de los viejos ingenios azucareros, aunque se mantuvieron las barreras al comercio interregional entre el Noreste y el Centro-sur, con el fin de proteger a los productores de Noreste de la competencia de los productores del Centro sur.¹⁶³

El etanol carburante como medio de salvaguarda en caso de crisis del sector azucarero, había perdido méritos y el IAA había perdido las competencias necesarias para vincular favorablemente la producción de etanol a la política energética de mezclas carburantes. Por el contrario, el poder de decisión del CNP sobre los precios de los carburantes se fortaleció. Con la ley 4452 de 1964 se legalizó el control de la CNP sobre el etanol carburante y con esto la prioridad de la política energética de combustibles del CNP sobre las políticas de ayuda al sector del azúcar del IAA. Como producto del cambio institucional, el precio del etanol no se vincularía más al precio del azúcar sino al precio de la gasolina. Además, el CNP podía determinar el precio del etanol para las mezclas carburantes de forma autónoma, pudiendo minimizar el coste derivado de los mandatos mínimos y máximos de uso de etanol carburante, establecidos en la legislación federal.¹⁶⁴

El problema del precio pagado a los productores de etanol se agravó con el cambio regulatorio. Con el Decreto 59190 de 1966 se modificó el sistema de determinación de precios y cantidades de etanol añadido a la mezcla, restringiéndose más la capacidad del IAA de obtener buenos precios para el etanol. Con este cambio regulatorio se establecieron nuevos límites al precio del etanol anhidro fijado por la IAA. Además, la entrega del etanol a los distribuidores tendría un precio igual al costo de la gasolina refinada. La sobrecarga del 1 % en el precio minorista podría compensar a la IAA por la diferencia entre el precio del etanol anhidro establecido por esta, y el coste de refinado de la gasolina establecido por la CNP.¹⁶⁵

Asimismo se establecía que el IAA y el CNP podían de común acuerdo, en la forma del Artículo 2 del Decreto Ley Nº 737 de 1938, elevar el volumen de etanol anhidro para las mezclas con gasolina hasta el 10 % del consumo de este último en el año anterior. Finalmente se establecía por primera

¹⁶³ Por un lado medidas como la ley 5654 de 1971 y el decreto Ley 1186 del mismo año, facilitaron la salida del mercado de los productores menos eficientes, que habían sobrevivido en el mercado por el sistema institucional de apoyo al sector promovido por la regulación anterior. Esto se logró principalmente mediante la cancelación de los registros de las plantas que hayan estado inoperativas durante tres cosechas consecutivas y a través de la reorganización de las cuotas de producción que pasaron de nivel estatal a nivel regional, estimulando a los Estados con sistemas de producción más eficientes (principalmente localizados en el Centro-sur de Brasil). Los estímulos del nuevo sistema de cuotas favorecieron las fusiones, adquisiciones, redistribución y relocalización de las plantas productoras, con el fin de promover la competitividad del azúcar brasileño en el mercado internacional, ver: (Numberg, 1978).

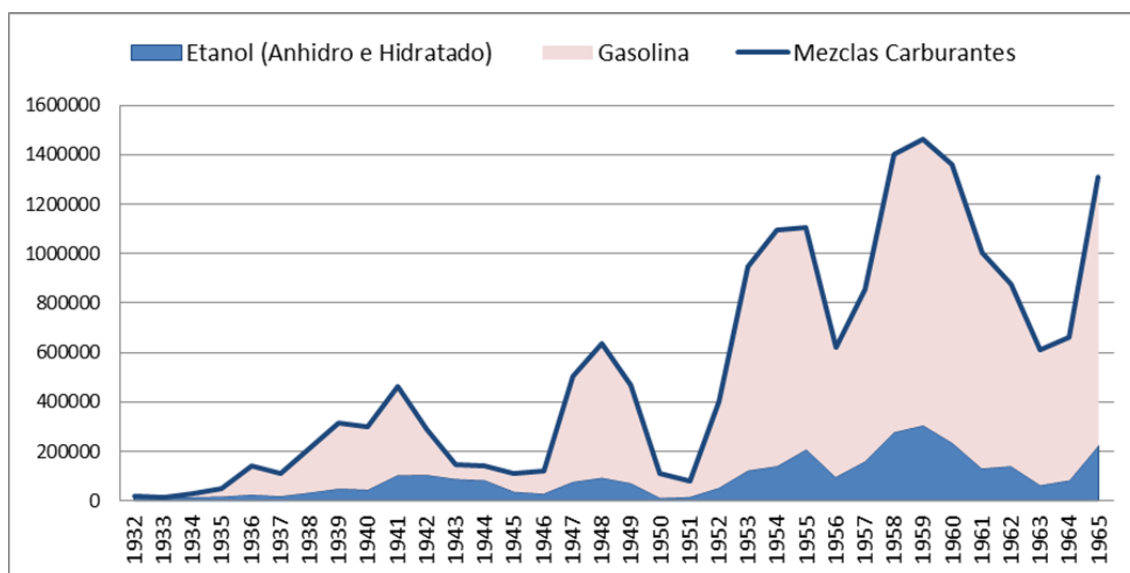
¹⁶⁴ Ver: Ley 4452 de 1964: Altera la legislación relativa al impuesto único sobre lubricantes y combustibles líquidos y gaseosos.

¹⁶⁵ El Decreto Nº 59190 de 1966 establecía, en el artículo 1, que correspondía al instituto del Azúcar y El Etanol fijar el precio de venta del etanol anhidro destinado a las mezclas con gasolina, en relación con el valor del costo ex-refinería de los derivados del petróleo, no debiendo ser el precio fijado para el etanol anhidro carburante mayor en 1 % al precio de venta de la gasolina del referido costo ex tanque. El etanol anhidro para la adición a la gasolina sería entregado por el Instituto de Azúcar y Etanol en el almacén del distribuidor, en el centro de la mezcla, y se le facturará al precio ex refinería de la gasolina, sumado al valor de los fletes de los envíos de gasolina.

vez desde 1931, un límite legal para la adición del etanol en la gasolina, que no podría sobrepasar el 25 % del volumen de la mezcla.¹⁶⁶

Sin embargo, en la práctica, el CNP determinaba la máxima proporción etanol en mezcla con gasolina, con un límite de hasta el 5 %, correspondiendo esta proporción al 5 % de la gasolina consumida durante el año previo, es decir el mínimo legal establecido. Con estas medidas el etanol carburante era legalmente un recurso subordinado a un sistema planificado de autosuficiencia energética basado en el petróleo y sus derivados, que era impulsado por el gobierno a través del CNP. La promoción de las importaciones económicas de petróleo, el desarrollo de la capacidad de refino y la inversión en la producción doméstica de crudo, constituían entonces las actividades económicas fundamentales para incrementar la seguridad de suministro de carburantes al menor coste económico posible, por lo que el uso del etanol representaba para el gobierno una política que implicaba un alto e innecesario coste energético.¹⁶⁷

Gráfico II – 4: Evolución de las mezclas carburantes por principales componentes (1932-1965)



Fuente: Elaboración propia a partir de (IPEA, 2010)

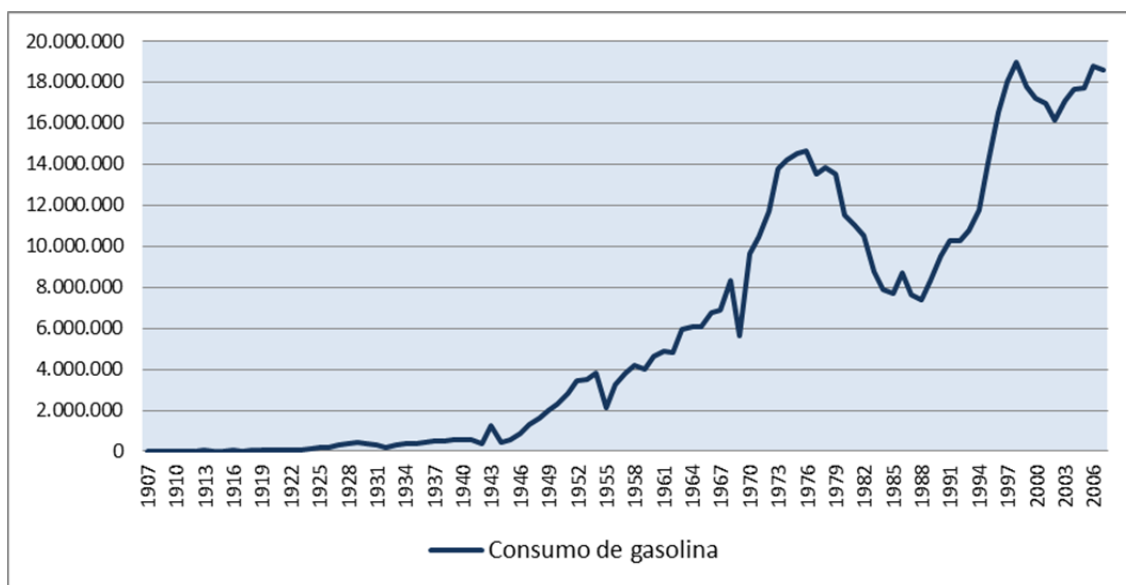
En este escenario energético, la vía de la expansión del uso del etanol carburante fue congelada por el CNP, en consecuencia los productores y dirigentes políticos buscaron nuevas alternativas para el uso del alcohol, como el impulso al uso del alcohol hidratado en la industria química. Sin embargo el desarrollo incipiente de la industria petroquímica, así como la inestabilidad y las incertidumbres en el mercado de etanol hidratado, limitaron su uso en el mercado industrial. En el gráfico II-1 podemos observar que en el periodo desde la posguerra hasta 1965, las mezclas carburantes no desaparecieron del mercado aun en medio de una política restrictiva del uso del etanol carburante

¹⁶⁶ Ver: Decreto Ley 59190 de 1966: “Dispõe sobre a adição de álcool anidro à gasolina automotiva consumida no País e dá outras providências”.

¹⁶⁷ A pesar que en algunos años la proporción de etanol superó el 5 % llegando a 6,1 % en 1966 y 6,6 % en 1967 de la gasolina consumida en el año anterior, estos niveles estaban lejos del máximo legal previsto en 10 %, reflejando los argumentos de la CNP contra la presencia del etanol en la gasolina, concretamente en su política de control sobre los precios de los carburantes. Ver: (Numberg, 1978) y (Dias & Quagliano, 1993)

por parte el gobierno.¹⁶⁸ Los mandatos de mezcla, aunque mínimos, mantuvieron a flote la producción y el consumo de etanol carburante durante la expansión de la demanda de gasolina, experimentada hasta la segunda crisis del petróleo a finales de los años 1970s, expansión que podemos observar en el gráfico II-5:

Gráfico II – 5: Evolución del consumo de gasolina en Brasil



Fuente: Elaboración propia a partir de (IPEA, 2010)

II.1.4. Perspectiva de la política energética vinculada al etanol carburante antes del Plan Nacional del Alcohol

Es evidente que la experiencia de Brasil en el mercado de biocarburantes, durante los 42 años que precedieron al Plan Nacional del Alcohol ha sido muy importante, tanto por los logros que pudieron alcanzarse en el desarrollo del mercado; así como por la precocidad en la experiencia política y regulatoria del sector agro-energético, en relación con las políticas de diversificación de fuentes de energía primaria en el transporte. Como veremos más adelante, la evolución de muchas medidas aplicadas al mercado del etanol durante estos años, formaría parte del nuevo marco regulatorio que varias décadas después, coadyuvarían al desarrollo del mercado del etanol carburante en Brasil.

Desde el punto de vista de la política energética, las medidas adoptadas desde 1933 fueron necesarias para impulsar un primer estadio del desarrollo del mercado del etanol carburante, pero, como hemos observado al analizar la regulación del mercado, no fueron suficientes para hacer de este un elemento indispensable de la política energética brasileña, ni tampoco una salida permanente a las crisis del sector azucarero. Los factores probables de este resultado son muy complejos y diversos, sin embargo, en este proceso político de regulación y desregulación del

¹⁶⁸ Para de Castro Santos (1985), esto significaba que, aunque reducido y bastante restringido, el mercado del etanol anhidro en las mezclas carburantes con gasolina estaba mucho más definido y estabilizado que el mercado para el uso industrial del etanol hidratado, por lo que continuó funcionando en pequeñas mezclas hasta la llegada del PNA en que experimentó una abrupta expansión.

mercado de carburantes, hay dos factores que parecen tener una gran influencia en la configuración final que toman las medidas regulatorias: los mercados energéticos vinculados al petróleo y los mercados alimentarios, vinculados al azúcar. El primero, por determinar el coste de oportunidad que afectaba las decisiones de producción o importación de petróleo y gasolina para el consumo interno, entre estas, las decisiones políticas de sustitución parcial de gasolina por medio del uso de etanol carburante. El segundo, por determinar el coste de oportunidad de los hacendados en relación con la decisión de producir etanol o azúcar para los mercados energéticos o alimentarios.

Teniendo en cuenta que en muchos episodios la producción de azúcar excedía la demanda interna de Brasil y que además había una demanda creciente de carburantes para automoción desde la post-guerra, podemos decir que la interacción de precios del petróleo y el azúcar han sido factores clave para entender las principales medidas regulatorias para la promoción del etanol carburante. El interés de promover el etanol en épocas de crisis de sobreproducción de azúcar incentivó la organización y la asociación empresarial, con el fin de obtener una regulación favorable al uso del etanol como sustituto de la gasolina. Con unos altos precios del azúcar, los incentivos del sector sucro-alcoholero, aún con la divergencia entre los más favorables a la intervención del mercado y aquellos que preferían un mercado más libre, se redirigirían hacia la desregulación y la libertad para producir azúcar y colocarla en los mercados nacionales, así como en los internacionales. Como hemos observado líneas arriba, la transformación de caña y azúcar en etanol no eran las únicas medidas que se establecieron para solucionar los problemas de sobreproducción de azúcar, también se establecieron cuotas máximas de producción y una serie de incentivos y regulaciones para limitar la producción interna y para que los precios no caigan; siendo precisamente el desmantelamiento de estas medidas el objetivo del sector azucarero cuando los precios del azúcar volvían a estar al alza. Sin lugar a dudas, la producción de etanol carburante era un instrumento más en la solución a las crisis recurrentes del sector, aunque en algunas partes de este periodo de gestación del mercado, fue el más importante.

Como Brasil no era un gran productor de crudo por aquel tiempo, sus intereses en el corto plazo, estaban basados en los precios bajos de las fuentes de energía primaria. Pero, a diferencia de la mayoría de países consumidores de petróleo de aquellos años, que confiaban en el suministro estable y barato del combustible fósil y en el pleno funcionamiento del mercado internacional de este producto, Brasil intentó desarrollar un mercado alternativo de carburantes con el fin de sustituir algo de su demanda interna de carburantes con producción propia de etanol. Los incentivos del gobierno para establecer una regulación especial en favor del etanol, estaban basados en el menor coste, que para la economía Brasileña representaba, en algunas circunstancias, el etanol carburante. Una balanza de pagos desequilibrada por las importaciones de petróleo y en consecuencia el alto expendio de divisas, favorecieron la adopción de medidas para la producción propia y uso del etanol carburante, pero también para la producción propia de petróleo y para el aumento de la capacidad de refino del país.

No podemos establecer una relación causal entre estos factores y el desarrollo del mercado de etanol, pero los costes de las importaciones energéticas y los problemas económicos de la industria azucarera han sido sin duda, elementos gravitantes que han marcado la evolución final de la política durante los periodos previos al PNA, y como veremos en el análisis del PNA en el punto siguiente, lo seguirían siendo.

Como hemos observado en este punto, entre los años 1933 al 1946, hay una progresiva intervención del Estado en el sector sucro-alcoholero y energético, que favoreció el uso del etanol cuando fue más necesario. En los primeros años la principal medida adoptada fue la incorporación de un mandato obligatorio de mezcla sobre la gasolina importada. Esta medida refleja la importancia que tenía el reducir las importaciones de petróleo para el gobierno, sin embargo las medidas en conjunto, representaron un débil marco regulatorio para alcanzar los objetivos de sustitución energética establecidos en el mandato de mezcla.

La política de sustitución de importaciones y nuevas crisis de precios en el sector azucarero generaron un periodo de alta intervención en el mercado del azúcar, el etanol y de derivados del petróleo. El etanol sería un instrumento de apoyo a los precios del azúcar. En general las medidas llevadas a cabo para apoyar al sector azucarero para salir de la crisis fueron: limitar legalmente la producción de azúcar para satisfacer la demanda interna y la transformación obligatoria de la caña y los excedentes de la producción de azúcar en etanol carburante. Junto a las cuotas máximas de producción, se reguló el uso obligatorio de materia prima para la producción y el control de precios del biocarburoante. Además se aplicaron una serie de incentivos para la producción de etanol en las diferentes etapas de la cadena de producción para expandir el mercado de etanol, y se amplió el mandato de mezcla a la gasolina de origen nacional, lo que favoreció la expansión del consumo.

Con la escasez de petróleo causada por la segunda guerra mundial el etanol carburante pasó a ser una estrategia central de la política energética brasileña. Hasta el restablecimiento del comercio internacional de petróleo desde 1946 en adelante, hubo una confluencia entre las necesidades del sector energético y las del sector sucro-alcoholero. Este periodo de convergencia de intereses estuvo marcado por una mayor intervención en estos sectores, estableciéndose para esto un monopolio legal sobre la compra y venta del azúcar y el alcohol, institucionalizado en el IAA. El empoderamiento del IAA sobre el mercado del etanol reflejaba la necesidad de un control total de la cadena de valor para maximizar la producción de etanol carburante en un periodo de inestabilidad de suministro. Durante este tiempo el etanol carburante pasó de ser principalmente una herramienta de ayuda a los precios del azúcar, a ser un instrumento muy importante dentro de la estrategia para enfrentar la crisis de suministro energético petrolero.

Sin embargo, cuando las condiciones exógenas cambiaron y la estabilidad de suministro de petróleo y sus bajos precios dominaron el mercado internacional de la energía, la política del etanol carburante perdió impulso hasta congelarse a sus niveles mínimos. Los cambios institucionales hacia un modelo económico más liberal, así como la influencia esporádica y volátil de las mejoras en los precios del azúcar, afectaron la estabilidad de la regulación y control de la producción por medio de la transformación de caña y de azúcar en etanol carburante. Estos factores promovieron paulatinamente la apertura externa en el sector sucro-alcoholero y energético. El sector industrial del azúcar estuvo expuesto a mayores fluctuaciones de los precios, que provocaron crisis recurrentes de sobreproducción, lo que, como hemos mencionado, reiteraba la necesidad del sector de una nueva re-regulación del mercado y de retomar las políticas para estabilizar el mercado interno del azúcar, mediante el uso del etanol.

Para el Estado, la estabilidad de suministro y los precios bajos del petróleo, mucho menos fluctuantes y más estables, coincidían con una estrategia energética basada en la reducción de los costes para la economía brasileña. Importaciones económicas de crudo y el impulso a la producción

propia, junto al incremento de la capacidad de refino, serían los elementos centrales de la política energética del gobierno durante los “años dorados” del petróleo. El interés en el etanol carburante por parte del gobierno, dependía de su competitividad con los precios de la gasolina, pero el biocarburante no era competitivo a esos precios del petróleo tan bajos. En un escenario de crisis de sobreproducción de azúcar pero con precios bajos del petróleo, la política energética de entonces se encargó de minimizar el uso del etanol carburante. Aunque las obligaciones de mezcla con gasolina no se revocaron, el marco regulatorio e institucional fue cambiado con el fin de reducir los costes de las adquisiciones de alcohol. La regulación favorable al sector sucro-alcoholero mediante la compra estatal de etanol se modificó para usar otros mecanismos de ayuda a sector, alejados del incremento de la producción y uso de etanol carburante.

Con el apoyo del gobierno, el sector del azúcar se modernizó y se hizo más competitivo en el mercado internacional del azúcar, se subsidiaron las exportaciones y se reorganizaron las cuotas; pero el uso del etanol en mezclas fue reducido al mínimo legalmente posible, inclusive se estableció, por primera vez, un límite legal a su utilización en mezclas. Al vincular el precio del etanol al de la gasolina y al limitar su uso en las mezclas el etanol carburante, el etanol carburante terminó, al fin de este periodo, siendo una fuente de energía subordinada a la política energética petrolera, como bien señala De Castro Santos (1985).

Sin embargo, muchas de sus medidas permanecieron vigentes, inclusive después del lanzamiento de Programa Nacional del Alcohol en los años 1970s. La dependencia en la trayectoria histórica relacionada a la producción y uso del etanol carburante, las medidas adoptadas y los resultados obtenidos, han sido elementos muy importantes para la elección y configuración de las medidas que serían aplicadas al sector tras la primera crisis del petróleo en 1973.

La siguiente etapa en la política agro-energética brasileña marcaría un punto de inflexión en la expansión del mercado interno del etanol carburante y su afianzamiento como fuente alternativa y renovable de energía en la matriz energética brasileña. A pesar de la frágil situación del mercado del etanol carburante antes del PNA, el abrupto shock económico iniciado derivado la crisis del petróleo de 1973 y 1979, así como la inestabilidad de los precios del azúcar durante esos años, renovarían las condiciones óptimas para el despliegue del etanol carburante. El aprendizaje acumulado en el uso de las mezclas carburantes, a través de una trayectoria histórica marcada por un proceso de negociación política entre el Estado y la agroindustria, y condicionado a la variabilidad de los precios internacionales del azúcar y el petróleo, fue muy importante para la evolución institucional y tecnológica que daría luz a uno de los más exitosos programas públicos de sustitución de derivados del petróleo por energías renovables a nivel global: “El PNA o Pro-Alcohol”.

II.2. Análisis de la evolución de la regulación de los biocarburantes desde el Programa Nacional del Alcohol hasta la actualidad

Iniciada la década de los 1970s el sector del azúcar se encontraba nuevamente en una situación muy crítica de sobreproducción. Una situación de precios internacionales de azúcar en declive, la acumulación de reservas y la debilitación del uso del etanol carburante como consecuencia de una política energética basada en la reducción de costes de los productos energéticos; marcaban un escenario muy negativo del sector agro-energético brasileiro. Sin embargo, las crisis del petrolero iniciadas en 1973, marcarían el final del predominio de la política de minimización del uso del etanol dirigida por el CNP, y sería el catalizador de un nuevo cambio regulatorio en favor del etanol carburante.

El crecimiento económico y la rápida industrialización de Brasil después de la segunda guerra mundial incrementaron notablemente su consumo energético, especialmente en el transporte rodado donde el déficit energético era considerable. Mientras que en 1973, la producción eléctrica nacional cubría el 90 % del consumo, la producción doméstica de petróleo nunca pudo satisfacer históricamente más del 40 % de la demanda interna, llegando a cubrir solo el 22 %, cuando el petróleo representaba el 43 % del total de la energía primaria consumida en el país. Además, el sector del transporte, se había desarrollado durante los 1950s mediante la ampliación del sistema de carreteras para el tránsito de automóviles, y representaba alrededor del 60 % del consumo de petróleo. Esta situación, sumada al consumo intensivo de petróleo en sectores industriales como el cemento, el papel y celulosa, los textiles y químicos y el acero; elevaron significativamente las importaciones de combustibles fósiles, que se triplicaron de 15,2 millones de metros cúbicos en 1968, a 47,8 millones en 1976, afectando notablemente el equilibrio en la balanza de pagos del país.¹⁶⁹

Para Brasil como para otros países deficitarios de petróleo, reducir la dependencia en el petróleo importado se convirtió en una prioridad de la política nacional. Con el abrupto incremento de los costes energéticos, las condiciones económicas en los mercados de energía, que históricamente habían llevado al gobierno brasileño a apoyar una política favorable al uso del etanol carburante, quedaron restituidas. Las importaciones de petróleo que eran el 11 % del valor total de las importaciones en 1972, llegaron a representar el 22 % en 1974 y aumentaron significativamente en los años siguientes. Asimismo el déficit en la balanza de pagos creció un 320 %, y pasó de alrededor de 1,7 billones en 1973 a 7,1 billones en 1974. Con estas condiciones la tasa de inflación se duplicó de 15,5 % en 1993 a 34,5 % en 1974 y se generó una crisis económica de naturaleza distinta a la de 1929. De carácter exógeno, la crisis económica estaba originada en el incremento abrupto de los costes del petróleo, la fuente energía primaria en la que se asentaba gran parte de la economía de muchos países, entre estos Brasil.¹⁷⁰

¹⁶⁹ Ver: FINEP/Departamento de Energía (1979) y MME (1983)

¹⁷⁰ Ver: FINEP/Departamento de Energía (1979) y MME (1983)

La respuesta del gobierno se enfocó en el impulso de un cambio drástico en la matriz energética nacional. Este proceso se dio desde varios frentes, empezando por expandir la capacidad de generación del sector eléctrico mediante nuevas plantas hidroeléctricas, el lanzamiento del Programa Nuclear de Brasil, así como la intensificación de actividades de exploración y producción de petróleo por PETROBRAS, actividad que había decaído considerablemente por el alto coste de oportunidad que impuso la era de petróleo barato. Como parte de estas estrategias de reconversión de la matriz energética, se impulsó la búsqueda de fuentes alternativas, retomándose la política de mezclas de etanol con gasolina, que por aquellos años representaba alrededor del 55,1 % de todos los productos petrolíferos consumidos en el transporte rodado.¹⁷¹

A diferencia de los países industrializados, que aplicaron políticas ortodoxas enfocadas a reequilibrar la balanza de pagos y reducir la inflación, la estanflación económica derivada del shock exógeno producido por la crisis del petróleo, fue enfrentada en Brasil mediante una estrategia enfocada en mantener altas tasas de crecimiento económico, asociadas a un cambio estructural de la economía, y vinculadas al desarrollo tecnológico en sectores estratégicos. Concretamente, la disminución de la dependencia en las importaciones (principalmente de las importaciones energéticas), así como el despliegue de ambiciosas inversiones públicas, que fueron llevadas a cabo mediante el endeudamiento en el mercado internacional.¹⁷²

En este contexto se produce un giro de 180 grados en la política agro-energética. Este giro es la instauración del Programa Nacional del Alcohol o como es comúnmente conocido el “Pro-alcohol”. De acuerdo con Rodríguez de Carvalho y Barboza (2009), el “Pro-alcohol” se puede dividir en cinco fases distintas que van desde una etapa de alta intervención desde 1975 hasta la liberalización del mercado del etanol carburante en la actualidad. En este trabajo de investigación, nos valdremos de esta estructuración “oficial” del PNA, para contextualizar el análisis de los factores a los que responde la política y la regulación económica del sector de los biocarburantes en Brasil y su relación con la evolución del mercado. En las páginas siguientes trataremos de enfocarnos en los principales instrumentos implementados a lo largo de este proceso de adaptación de las capacidades agro-energéticas del sector sucro-alcoholero, a los distintos cambios en materia de política energética en Brasil, desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad.

II.2.1. El lanzamiento del PNA y el desarrollo del mercado del etanol carburante desde los 1970s

El Plan Nacional del alcohol o PNA, fue una reacción ante un cambio en las condiciones estructurales en los mercados de energía a nivel global, favorecida por las circunstancias por las que atravesaban los mercados del azúcar. Los cambios abruptos en los costes energéticos generaron, como en otros países con un débil balance energético y con una fuerte dependencia externa en las importaciones de hidrocarburos, produjeron una gran redistribución de la riqueza desde los países consumidores hacia los países productores de petróleo, creando serios problemas inflacionarios y una subsecuente paralización en las economías más y menos desarrolladas. El caso de Brasil no fue la excepción.

¹⁷¹ Ver: (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010)

¹⁷² Ver: (Davidoff , 1984)

Asimismo, la crisis en el sector agroindustrial del azúcar mantenía en jaque a los productores brasileños, al no poder colocar los considerables excedentes de producción que una vez más habían contribuido a diezmar los precios del azúcar en los mercados, llevando a la mayoría de productores al borde de la quiebra.

Esta confluencia de factores es muy importante a la hora de comprender el gran impacto que tuvo la intervención estatal en el desarrollo del mercado del etanol carburante, así como el sentido y alcance de la regulación de los mercados energéticos y alimentarios durante las primeras dos fases del lanzamiento del PNA. Aunque es común hacer una división entre las dos primeras etapas del PNA, demarcación que hemos respetado en esta investigación, consideramos que ambas están intrínsecamente vinculadas a un periodo de desarrollo continuo de la oferta y de la demanda del etanol carburante en el mercado del transporte brasileño, por lo que deben ser analizadas como dos partes de un mismo periodo.

II.2.1.1. Primera fase: La expansión de la oferta de etanol carburante

Durante el lanzamiento del PNA, uno de los principales retos era expandir la producción del etanol carburante, para responder al incremento de los precios del crudo, con un gran incremento del porcentaje de mezcla de etanol, por lo cual la producción del etanol anhidro (usado en mezclas con gasolina) debía experimentar un incremento sustancial. En este periodo los instrumentos estuvieron prioritariamente enfocados en incrementar la oferta de etanol anhidro para poder cubrir la demanda regulada de las mezclas carburantes.¹⁷³

Con el Decreto Nº 76.593 del 14 /11/1975 se instituyó un programa de escala federal para fomentar el uso del etanol como carburante en sustitución de la gasolina y de esta manera diversificar la matriz energética especialmente en el sector del transporte automotor. Había nacido el Programa Nacional del Alcohol (PNA), conocido como el “Pro-alcohol”, un programa público a nivel federal, que establecía una serie de incentivos económicos y regulaciones de tipo mandato y control, que vinculaban integralmente el etanol carburante a la matriz energética del sector del transporte rodado. Formalmente el PNA tenía entre sus principales objetivos:

Favorecer el equilibrio en la balanza de pagos; mediante la sustitución de las importaciones de petróleo;

Reducir las desigualdades de la renta entre las regiones, mediante la contribución de todas las regiones en la producción de materia prima;

Reducir la desigualdad de la renta entre personas, mediante un alto crecimiento del empleo en el sector agrícola;

Incrementar el ingreso nacional; y principalmente

Expandir la producción de bienes de capital de producción nacional destinados para la expansión, modernización e instalación de las destilerías de alcohol.¹⁷⁴

¹⁷³ Ver: (Da Costa, 2003)

El sistema institucional para llevar a cabo dichos objetivos se fortaleció y se centralizó. El PNA sería administrado por el Ministerio de Industria y Comercio, a través de La Comisión Nacional del alcohol (CNA). La CNA tendría la autoridad para definir los roles de las diferentes instituciones involucradas con el objetivo de expandir la producción de alcohol. Podía definir la locación de las nuevas destilerías, establecer anualmente los programas para el uso de los varios tipos de etanol y decidir sobre la conveniencia de las propuestas de modernización, expansión e instalación de las destilerías de etanol procesadas a través de la IAA. Por su parte el CNP era el responsable de asegurar los precios de paridad del etanol anhidro para su mezcla con gasolina, establecidos inicialmente en una relación de 44 litros de etanol por 60 kilos de azúcar.¹⁷⁵

Sin embargo, el Plan nacional del Alcohol durante sus inicios no estuvo centralizado en una institución encargada de establecer discrecionalmente las políticas para promover el etanol, sino que presentó una marcada fragmentación institucional. Por ejemplo, el CNP controlaba las ventas y la distribución del etanol y las mezclas, el CENAL administraba los aspectos técnicos y económicos de la producción, el Consejo Monetario Nacional, junto al banco Central se encargaba del financiamiento del programa, el IAA de organizar la participación de los productores de azúcar y alcohol, y el Consejo de Desarrollo Económico de la Presidencia de la república se encargaba de establecer las directrices generales de la política del alcohol y actuar como árbitro ante los conflictos interinstitucionales. Muchos atribuyen el retraso de la aplicación de las medidas necesarias para la expansión del mercado, a este mosaico institucional. La estrategia para el etanol en el PNA, como todo proceso político en el que intervienen diferentes actores que representan intereses divergentes en el establecimiento de las reglas de juego del mercado, dio lugar a la negociación entre los diferentes actores involucrados. En sus orígenes, las disputas por la definición y el control del PNA (que se tradujo en una disputa por el control de los recursos) se encontraban marcadas por las preferencias políticas. Estas preferencias a su vez estaban condicionadas por la incertidumbre de los mercados del petróleo, el azúcar y el alcohol. Un ejemplo de esto fueron las disputas entre el sector privado y el público por el control estatal de la industria del azúcar, así como la intensa competencia por el Control del PNA entre las propias Instituciones del sector público. Ver: (Numberg, 1978)

Como hemos observado líneas arriba, durante el periodo anterior al lanzamiento del PNA la relación entre las crisis de sobreproducción por las que atravesó el sector del azúcar, y la variación de los costes energéticos del petróleo; parecen haber determinado el perfil coyuntural e intermitente, de las políticas de desarrollo del etanol carburante, he impedido su expansión como fuente primaria de energía en la matriz energética brasileña. Como consecuencia de la interacción de estos factores, el sector sucro-alcoholero experimentó, con distinta intensidad, la regulación y la intervención del Estado, la que al final del periodo se preocupó de reducir el coste del apoyo al sector mediante el uso energético de la caña de azúcar. No obstante, el iniciar el PNA cierto grado de intervención estatal en favor del etanol todavía era perceptible en el sector. Por ejemplo, el Estado había mantenido, aunque minimizados, los mandatos obligatorios de mezcla de gasolina con etanol, y todavía estaba presente en la determinación de cuotas de producción, en la determinación de los

¹⁷⁵ Asimismo, de acuerdo con el Art. 6, el CNP era responsable por asegurar la venta del etanol anhidro para su uso como carburante y para la Industria química, por medio de la coordinación del plan de distribución implementado con las compañías distribuidoras de petróleo entre las que se encontraba la compañía Pública PETROBRAS. Ver: Decreto Nº 76.593 de 14 de enero 1975, que Instituye el Programa Nacional del Etanol y da otras providencias; 1975, Brasil.

precios de la caña de azúcar, del azúcar y del alcohol; de los compradores y de los vendedores del etanol carburante, así como en el control sobre la exportación e importación de etanol, entre otras medidas vigentes. Con la crisis del petróleo la anterior política energética se subvierte en favor de la expansión del uso del etanol carburante y con este fin, se dan una serie de medidas para incrementar la producción y el consumo en el transporte rodado.

II.2.1.1.1. Incentivos financieros a la producción de etanol

Como hemos señalado anteriormente, en la primera fase del PNA los esfuerzos se concentraron principalmente en incrementar la producción de etanol anhidro para su posterior mezcla con gasolina. Para esto el objetivo era incrementar la capacidad de producción de las destilerías anexas a las fábricas de producción de azúcar. Los obstáculos más importantes en esta primera fase eran los problemas de capacidad ociosa de producción en la industria del azúcar, las materias primas, así como la falta de más y mejores destilerías del alcohol. En artículo 2 de la Ley 76.593 de 1975 se establece que se fomentaría la producción de etanol derivado de la caña de azúcar, la yuca o cualquier otra materia prima, mediante la ampliación de la oferta de materias primas, con especial énfasis en aumentar la productividad agrícola, la modernización y ampliación de las destilerías existentes y la instalación de las nuevas unidades de producción, que serían anexas a las plantas autónomas y a las unidades de almacenamiento. Esta era la base legal para financiar la producción de etanol.

El financiamiento para expandir la capacidad de producción era un instrumento fundamental en esta etapa, para lo cual se diseñó un sistema especial de financiamiento público para el PNA. De acuerdo con El Artículo Nº 5 de la Ley del PNA, el Consejo Monetario Nacional tendría la competencia sobre la asignación de fondos para las operaciones rurales e industriales del programa, y establecería las condiciones de financiamiento para la producción y la I+D vinculada al etanol.¹⁷⁶ El Banco Central regularía las operaciones financieras y a los agentes financieros como el Banco de Brasil, El Banco nacional de Desarrollo Económico y los Bancos del Noreste y de la Amazonía de Brasil, que tendrían a cargo la transferencia de recursos a los inversores del PNA¹⁷⁷

El Financiamiento subsidiado fue imprescindible para impulsar el crecimiento de la producción de etanol desde los inicios del PNA, promoviendo el incremento de la productividad en el uso de caña de azúcar y otras materias primas, la modernización de las destilerías antiguas y la expansión de nuevas destilerías, tanto anexas, como independientes de los ingenios azucareros. Con este fin se estableció un proceso de transferencia de recursos provenientes de porcentajes de los precios de los derivados del petróleo, para compensar los mayores costos de producción de etanol. Algunos de los

¹⁷⁶ Para las destilerías anexas o autónomas se establecía un interés de 17 % anual, mientras que para aquellas situadas en el norte o noreste se establecía un interés de 15 % anual, con un plazo máximo de 12 años y un período de carencia de 3 años. Para la producción de caña u otras materias primas el interés sería 7 % anual, por un máximo de 5 años y un periodo de carencia de 2 años.

¹⁷⁷ El Financiamiento, en principio, debía dar prioridad a los proyectos implementados en las regiones no cultivadas o de baja renta. Por ejemplo, mientras que en el caso del financiamiento de las destilerías anexas o autónomas se establecía un interés de hasta 17 % por año, en el caso de aquellas implementadas en la región del Norte-Noreste, el interés sería de 15 % anual, pagado en 12 años y con un periodo de carencia de 3 años. Para los cultivos de caña y otras materias primas el interés era de 7 % anual, pagado en un plazo máximo de 5 años y con un periodo de carencia de 2 años. Ver: Decreto Nº 76.593 de 1975: Por el que se crea el Programa Nacional del Alcohol.

mecanismos, como los precios de paridad entre el etanol y el azúcar, o los créditos altamente subsidiados para el financiamiento de la producción de materias primas, ya habían sido utilizados como instrumentos de fomento en periodos anteriores al programa Nacional del Alcohol.¹⁷⁸

Al final de 1985 el financiamiento subsidiado de la producción de etanol carburante quedó suspendido. Desde entonces todos los proyectos se financiarían en el mercado, situación que pudo afectar el desarrollo de la producción en el periodo posterior, especialmente de los productores que dependían fuertemente de los subsidios para sobrevivir en el mercado.¹⁷⁹ En la tabla II-1 podemos observar la evolución de las inversiones en el PNA.

Tabla II- 1: Inversiones en el PNA

Año	USD (Millones)
1976	136
1977	891,4
1978	878,20
1979	924
1980	1030
1981	1841
1982	835,4
1983	509,8
1984	963,6
1985	353,1
Total	8364

Fuente: (Navarro, 1987)

El financiamiento público llegó a cubrir hasta el 90 % de la inversión requerida para la construcción de nuevas destilerías y hasta el 100 % de la inversión necesaria para incrementar el área de cultivo de la caña de azúcar. Diferentes instrumentos se usaron para incentivar la producción, como por ejemplo: tasas de interés subsidiadas, 3 años de periodo de gracia y hasta 12 años para devolver los préstamos. Además el gobierno estableció precios mínimos para el etanol, más lucrativos que los precios del azúcar. Esta política redistribuyó muchos recursos a los productores de caña de azúcar y etanol, quienes fueron efectivamente beneficiarios de los subsidios.¹⁸⁰

II.2.1.1.2. Instrumentos para garantizar la compra del etanol a los productores

Uno de los obstáculos que manifestaron los productores de etanol carburante en el periodo anterior al lanzamiento del PNA, eran los precios pagados por el etanol destinado a las mezclas carburantes, el cual los productores del sector sucro-alcoholero consideraban que no cubría los costes de producción del biocombustible, por lo que desincentivaba la inversión dirigida a expandir la producción. Con el aumento de los costes de la energía, el mecanismo de precios cambió. El problema de incentivos para incrementar el suministro de etanol, debido a los precios pagados a los productores durante el periodo anterior, fueron afrontados mediante unas garantías de compra

¹⁷⁸ Por ejemplo en el caso del Decreto Ley 1186 de 1971 que establecía un precio único con apoyo del Fondo Especial para la Exportación.

¹⁷⁹ Ver: (Puerto Rico, Mercedes, & Sauer, 2010)

¹⁸⁰ Ver: (La Rovere, 1981)

fijadas en unos precios mínimos de adquisición del etanol en relación con los precios del azúcar. En el artículo XX del Decreto 76593 de 1975 se establece un mecanismo de seguridad de precios para los productores de etanol anhidro, que estaba basado en un sistema de paridad de precios entre el azúcar y el alcohol. Este mecanismo, que ya había sido utilizado antes de la creación del PNA por la IAA, estaba regulado por el decreto N° 75966 de 1975 que establecía una relación de paridad de 44 litros de etanol y 60 kilogramos de azúcar estándar.

La IAA contrató a la Fundación Getulio Vargas, para que elaborase las plantillas de costos de la producción agrícola e industrial de la materia prima, de la mano de obra, de los insumos de producción, así como del registro de los costos de almacenaje, financieros, y de los tributos, licencias, seguros y margen de ganancia, incluida la remuneración líquida al productor. La IAA entregaba los informes al MIC y al MF, siendo este último el que determinaba un nivel de precios inferior a los aprobados por la IAA, teniendo en consideración otros criterios de política económica como el control de la inflación para su determinación final. Al principio y ante la gravedad de la crisis del sector del azúcar, los productores aceptaron la paridad establecida en la ley 75966, pero posteriormente, cuando mejoraron las condiciones en el mercado del azúcar, exigieron un cambio en la relación de paridad para favorecer el incremento de los precios recibidos. Estas características para la determinación de los pagos a los productores de etanol perduraron hasta 1989 cuando se firmó un acuerdo entre el Gobierno Federal y los representantes del sector para establecer una serie de puntos básicos de convergencia para la conducción de la política de precios en el sector del azúcar y el alcohol. Este acuerdo tuvo como resultado un reajuste de precios que tendría en cuenta además de los criterios mencionados, la variación del IPC. (Da Costa, 2003)

II.2.1.1.3. Obligaciones de mezcla de etanol anhidro con gasolina

Como hemos observado a lo largo de la política del uso del etanol previa al lanzamiento del PNA, Brasil había llegado a esta etapa con un alto grado de experiencia en los pros y contras relacionados con la regulación de las mezclas carburantes. La trayectoria histórica a este respecto se remontaba al gobierno de Getulio Vargas, cuando se estableció por primera vez una mezcla del 5 % de etanol en la gasolina importada por medio del Decreto N° 19717 de 1931. La regulación de las mezclas de etanol y gasolina eran herencia de la antigua política de mezclas. Posteriormente, se expandió el mínimo de del 5 % de uso del etanol en mezclas, sobre toda la gasolina comercializada en el territorio nacional. Desde 1966, el sistema regulatorio establecía unos límites legales sobre las mezclas de etanol y gasolina, permitiendo incrementar el uso del etanol en mezclas, hasta por un tope legal del 25 %. Con esta norma, vigente durante el lanzamiento del PNA, el modelo regulatorio adquiriría una notable flexibilidad, permitiendo la expansión y reducción de las mezclas carburantes de un mínimo a un máximo legal, siendo fundamental para el incremento del consumo de etanol anhidro en el transporte, durante la primera fase del PNA y con lagunas variaciones menores, para el modelo regulatorio actual. (Shikida , 2002)

Como varias medidas ya estaban vigentes antes de la implementación del PNA. no hubo la necesidad cambiar la normativa de mezclas de etanol en gasolina, estableciéndose de manera general que los objetivos de producción de etanol se alcanzarían por medio de las mezclas de etanol y gasolina, así como por la sustitución de las materias primas en la industria química. Con el advenimiento de la primera fase del PNA, las condiciones regulatorias en lo referente a los mandatos de mezcla como instrumento de desarrollo del mercado de bioetanol eran las que permanecían vigentes desde 1966,

Sin embargo, es recién en 1977 que se establece un objetivo claro de mezclas carburantes para 1980. Este objetivo establecía que la producción de etanol deberá ser suficiente para garantizar un nivel de mezclas mínimo con gasolina del 20 %, equivalente a unos 3 billones de litros de etanol. Ésta, sería una importante medida de sustitución que desplazaría parte de la gasolina consumida en Brasil, y daría un importante impulso al PNA. Además en 1976 se estableció el programa de racionalización del uso de carburantes, que estaba constituido de una serie de medidas para reducir el consumo de derivados del petróleo, entre las cuales cabe mencionar los impuestos del 50 % sobre el precio final de la gasolina o el diésel consumido en automóviles.

La dependencia de la trayectoria histórica en lo que mezclas carburantes se refiere, evolucionaba favorablemente hacia una consolidación del uso del etanol carburante como producto sustitutivo de la gasolina en el mercado nacional. Sobre la base de un nuevo marco regulatorio, que se valió del sistema flexible heredado del modelo anterior, se podía tanto incrementar como reducir las obligaciones de acuerdo a la coyuntura energética u otras consideraciones políticas. Esto facilitó la adopción de un objetivo de mezcla elevado que asegurara la demanda interna e incentivara indirectamente la producción de etanol anhidro.¹⁸¹

II.2.1.1.4. Subsidios redistributivos para la producción de etanol

Esta clase de subsidios parecen haber estado diseñados para reducir las desigualdades entre las regiones más y menos desarrolladas de Brasil, que operaban en el sector sucro-alcoholero. Antes de la aparición del PNA y acorde con el desarrollo de la política sucro-alcoholera, ya se habían establecido algunos mecanismos para igualar los costes en la producción del azúcar y el etanol entre las diferentes regiones productoras de Brasil, que presentaban diferentes niveles de eficiencia productiva y por tanto diferente nivel de competitividad en el mercado doméstico e internacional.¹⁸²

Los subsidios a la producción de ciertas regiones y Estados, las cuotas de mercado preestablecidas para unas regiones, así como las barreras internas de acceso al mercado intrarregional, denotan el carácter redistributivo en el uso de estas medidas.¹⁸³ Muchas de estas medidas se destinaban a la protección de los productores del noreste Brasileño, situación que los productores de la región centro sur consideraban injusta, y una de las razones por la cual rechazaban la intervención estatal en el mercado del azúcar. Esta situación no favorecía la eficiencia en la producción, aunque teniendo en cuenta el reparto territorial del mercado, se buscaba promover la equidad regulando la competencia y la distribución del mercado interno. (Da Costa, 2003)

¹⁸¹ Para mayor información ver (Shikida , 2002).

¹⁸² Ver: Resolución 619 de 1951, la ley 4870 de 1965 y el Decreto Ley 308 de 1967.

¹⁸³ Por ejemplo en el artículo 7 de la ley 4870/ de 1965 se establece que para la región Norte- Noreste en razón de su desarrollo económico, se instauran, de manera prioritaria, unas cuotas preferenciales de azúcar en el mercado. Asimismo en el Artículo 13 se establece que en el caso de la fijación del precio medio nacional ponderado, la IAA constituirá un fondo para la equiparación de precios y para la defensa de la producción en general, mediante el uso de unas contribuciones correspondientes a las diferencias entre los costes calculados. En el inciso 2, se establece que en la distribución del Fondo de equiparación de precios no serán beneficiados aquellas producciones agrícolas de proveedores y productores a los que se les demuestre que tienen un menor coste de producción. Además, en el artículo 5 apartado II del decreto ley 308 de 1967 referido a el uso de los ingresos de la IAA, se establece que el 40 % del saldo de los ingresos provenientes de las contribuciones recaudadas para el funcionamiento de la IAA, sería destinado para la constitución de un fondo para la racionalización de la agroindustria de la caña del Noreste a través de un organismo constituido para su administración, el GERAN.

Seguendo esta línea, en 1971 se promulgó la Ley Nº 5654, que fijaba el límite global de las cuotas oficiales de producción de azúcar en las plantas del país en cien millones de sacos de 60 kilos. Además, se establecía que ninguna cuota oficial de producción de estas regiones podía ser incorporada a la cuota de otra planta situada en una región geoeconómica diferente, correspondiendo a la IAA la revisión de las cuotas oficiales de producción de las plantas a nivel nacional. Además se establece que los proveedores de caña participarán en los aumentos de las cuotas de las plantas, en una proporción nunca inferior al 60 % del contingente agrícola resultante del respectivo aumento.¹⁸⁴

Con esta política de equiparación de costes de producción de la caña de azúcar para el Norte-Noreste, los productores de esta macro región se beneficiaban de un adicional monetario por tonelada de materia prima producida. Se trataba de un subsidio regional a los precios, justificado en los mayores costos de producción de esta región, comparados con los costos de producción de la macro región del Centro-Sur (aunque este subsidio también fue aplicado, en menor medida, en los Estados de Minas Gerais, Río de Janeiro y Espírito Santo). Esta situación, con algunos cambios en la forma de los subsidios se perpetuó hasta la desregulación del sector afines de los años 1990s.¹⁸⁵

En general el impulso inicial de esta primera etapa del PNA se concentró en elevar el nivel de producción estimulando la inversión privada a lo largo de la cadena de producción por medio de un sistema de financiación pública favorable a las inversiones de largo plazo en bienes de capital y en la producción de materia prima (principalmente caña de azúcar). Asimismo, el nuevo sistema del PNA reducía las incertidumbres del mercado al asegurar la compra del etanol carburante a precios que cubrían los costes de los productores. El sistema de financiamiento y garantía de compra se articulaba con otras normas promulgadas antes de la creación del PNA, que disponían sobre los mandatos de mezclas y los subsidios de carácter distributivo (entre noreste y centro-sur) en un mercado interno cada vez más dominado por empresas más integradas verticalmente y que empezaban a desarrollar economías de escala para la producción del etanol, especialmente en la región centro sur de Brasil.

De acuerdo con Puerto Rico (2010), al final de la primera fase del PNA, el programa seguía teniendo problemas relacionados con la producción de alcohol. Los productores no consideraban que el precio del etanol cubra todos los costos de producción, las inversiones para acelerar la capacidad de

¹⁸⁴ En artículo 2º se establecía una división del país en dos principales zonas productoras. La primera, región Norte-Noreste, estaba compuesta por la región Norte (Estados de Acre, Amazonas y Pará; Territorios de Rondônia, Roraima y Amapá) y Noreste (Estados de Maranhão, Piauí, Ceará, Río Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe y Bahia; Territorio de Fernando de Noronha). La región Centro-Sur comprendía la Región Sudeste (Estados de Minas Gerais, Espírito Santo, Guanabara y São Paulo); la Región Sur (Estados de Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul) y la región Centro-Oeste (Estados de Goiás, Mato Grosso, Distrito Federal).

¹⁸⁵ Cabe resaltar que los Grandes Estados productores de la región Centro-Sur de Brasil, liderados por el Estado de São Paulo, habían incrementado su competitividad a través de mejoras tecnológicas y cambios en su organización industrial, desarrollando economías de escala en varias empresas integradas verticalmente. Al ser mucho más competitivas que las plantas del Noreste de Brasil, desplazarían a los productores de esta región, que en general presentaban sistemas productivos menos eficientes y estaban tecnológicamente detrás de los productores del Centro-Sur. Sin embargo el control político de las Instituciones que gobernaron el sector hasta su liberalización (como el IAA), estuvo por mucho tiempo en manos de los representantes de los gremios azucareros del Noreste, que siempre buscaron protegerse de la expansión sostenida de la producción de la región Centro-Sur, que era mucho más liberal en lo que a intervención del estado en el mercado se refiere. (Santos, 1989)

producción de las destilerías era lenta y con prolongados procesos, los créditos autorizados para los productores de etanol para expandir la producción agrícola y la capacidad industrial tenían que ser ajustados en la línea de los ajustes monetarios y el sistema de almacenaje y distribución constituía el mayor cuello de botella que afectaba la fluidez de la cadena de valor. El problema de asegurar un volumen de producción de etanol anhidro suficiente para alcanzar el nuevo objetivo del 20 % de la mezcla con gasolina, la propia producción de la mezcla carburante y un adecuado sistema de distribución de las mezclas, eran obstáculos a la expansión que debían ser superados.

II.2.1.2. La Segunda fase del PNA: La expansión de la demanda de etanol carburante y los vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado (VCEE).

El segundo shock petrolero y los efectos en el suministro de crudo por la subsecuente guerra entre Irán e Irak dieron el impulso suficiente al gobierno para proceder con la segunda fase del PNA, cuyo objetivo primordial se centró no solamente en incrementar el suministro, sino también en expandir la capacidad de consumo del biocarburante de caña en el mercado del transporte. En 1980 las importaciones de petróleo pasaron a representar el 46 % del total de las importaciones en Brasil, en un contexto de crisis mundial que había triplicado los precios del barril. Con el fin de lograr un pleno despliegue del PNA se crearon organismos como el Consejo Nacional del Alcohol (CNAL) y la Comisión Ejecutiva nacional del Alcohol (CENAL). En esta etapa el Gobierno además de ampliar los incentivos para la producción de etanol por medio de la construcción de nuevas destilerías, dirigió una política de incentivos a la demanda interna, mediante la expansión del mercado automotriz, que desarrolló nuevas líneas de ensamblaje de automóviles de consumo exclusivo de etanol. Para esto el PNA, además de seguir financiando la producción de etanol carburante, se centró en ampliar la oferta de vehículos de consumo exclusivo de etanol carburante (VCEE) y en incentivar la demanda de del etanol hidratado.

Paralelamente, las condiciones macroeconómicas brasileñas se agravaban paulatinamente y se manifestaban en especial, en los desequilibrios fiscales originadas por las crisis de endeudamiento externo. A la postre la deuda pública terminaría afectando la capacidad de gasto de inversión del gobierno nacional, y en consecuencia aquellos programas que precisaban grandes aportes del sector público para su mantenimiento. Entre estos del PNA (Baccarin, 2005).

II.2.1.2.1. La expansión de la demanda y los vehículos de consumo exclusivo de etanol (VCEE)

Aunque se seguían aplicando medidas para promover la oferta de etanol carburante en el mercado, durante la segunda fase del PNA, la política iba a estar centrada en solucionar las cuestiones de la demanda doméstica relativas al consumo de etanol hidratado.¹⁸⁶ Como la demanda de carburantes

¹⁸⁶ En relación con los precios de adquisición de etanol también surgieron cambios en la segunda fase. En los inicios del PNA el pago a los productores era determinado por la IAA. Con el fin de promover la paridad de producción entre el azúcar y el etanol en los ingenios con destilerías anexas, siendo el IAA quien utilizaba el precio estándar del azúcar para establecer el precio del etanol. Desde 1979 hasta 1990, esto cambió. El artículo 2 del decreto Nº 83700 de 1979 establece que le compete al Consejo Nacional del Alcohol, definir los

es una demanda derivada que está condicionada por los artefactos de consumo, era imprescindible para el gobierno promover la oferta de vehículos que pudieran funcionar de forma autónoma con etanol carburante, dado que las mezclas con etanol anhidro no era un mecanismo lo suficientemente eficaz para reducir el nivel de consumo de gasolina en el transporte, en la escala planteada por el gobierno en el PNA.

Aún con un suministro creciente y estable de etanol carburante, el eslabón final de la cadena de valor afectaría el despliegue del programa, dado que todavía no se habían producido automóviles de consumo exclusivo de etanol y los consumidores todavía tendrían que comprar ese nuevo producto. Las preferencias de los consumidores de automóviles iban a ser muy importantes para el despliegue de la segunda etapa, por lo que además se debía incentivar las adquisiciones de los vehículos mediante diferenciales fiscales que afecten los precios relativos de los carburantes. Asimismo, el éxito de la segunda fase del PNA dependería en gran medida de los incentivos de la industria automotriz, para invertir en un nuevo producto: un automóvil de consumo exclusivo de etanol hidratado el VCEE.¹⁸⁷

La tecnología de la época hacía factible la producción en serie de un vehículo de consumo de etanol hidratado, como carburante único e insustituible del motor. La demanda en el mercado automotriz del vehículo VCEE dependería en gran medida de las ventajas económicas que implicaría el uso del etanol carburante frente a la gasolina para el consumidor final. Por lo que, la introducción al mercado del VCEE fue acompañada por una política de diferenciación fiscal que hacía atractivo el coste del biocarburente, y en este sentido la adquisición del vehículo de consumo energético alternativo. De acuerdo con, (Michellon, Santos, & Rodriguez, 2008) el mercado de etanol hidratado durante esta fase muestra un fuerte crecimiento en respuesta a una serie de medidas de demanda como:

- El lanzamiento de los vehículos de consumo exclusivo de etanol carburante (VCEE)
- El Incremento en un 20 % el porcentaje de etanol anhidro en mezcla con la gasolina.
- La obligación de suministrar etanol hidratado en todas las estaciones de servicio.
- El establecimiento del precio del etanol hidratado en un 64,5 % del precio de la gasolina.
- La reducción de los tributos incidentes sobre los VCEE.

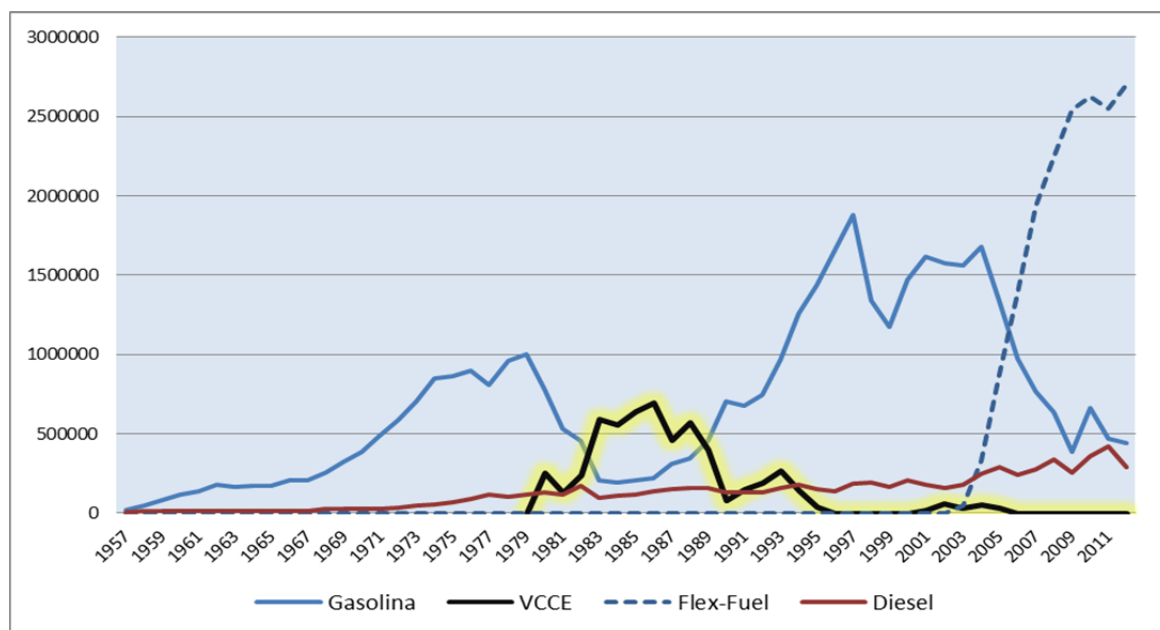
critérios generales que deberán ser observados por la Comisión Ejecutiva Nacional del Alcohol, en el marco de los proyectos de modernización, ampliación y establecimiento de destilerías, entre los que se encuentra la determinación de los precios de comercialización del alcohol. Ver: Decreto Nº 83700 de 1979: Dispone sobre la ejecución del programa nacional del alcohol, crea el Consejo Nacional del Alcohol-CNAL, la Comisión Ejecutiva del Alcohol-CENAL y da otras providencias. Asimismo, en el Art. Nº 9 se establecía que el IAA establecería el precio base para la melaza residual dependiendo del valor del etanol comprado en condiciones de paridad vigentes. De acuerdo con el Art Nº 11, el Consejo Nacional del Petróleo sería encargado de asegurar a los productores de etanol con fines carburantes, así como para la industria química; los precios de paridad entre el etanol y el azúcar cristal estándar. Para otros fines industriales o comerciales el IAA establecería los precios de paridad de acuerdo a las previsiones de la ley vigente. Asimismo, con el Decreto nº 83.700 de 1979 el CNP pasaría a controlar las exportaciones y a garantizar la paridad de precios entre el etanol y la gasolina. Los precios de adquisición tanto en las distribuidoras como en la bomba los proponía el CNP y los aprobaba el CNAL. Esto refleja la importancia que el etanol tuvo en estos momentos para la seguridad energética en Brasil. El IAA, que era la representación política de los intereses de los hacendados y trabajadores del sector sucro-alcoholero, perdía competencias frente a organismos creados especialmente para velar por los intereses del PNA.

¹⁸⁷ Ver: (Da Costa, 2003)

Los principales instrumentos utilizados para promover la demanda de etanol eran los incentivos fiscales. Estos se aplicaban principalmente a la industria automotriz como incentivo para la fabricación de automóviles que consumieran exclusivamente etanol carburante, pero también como incentivo al consumo del biocarburante en bomba. En 1979 el gobierno firmó un protocolo con la Asociación de Productores de Vehículos Motorizados (ANFAVEA) para la producción de automóviles alimentados exclusivamente con etanol. Con este objetivo, el gobierno redujo el impuesto a los productos industrializados (IPI), un 5 % menos en relación a la tasa aplicada a los vehículos de consumo de gasolina. Además también fue otorgada una reducción del Impuesto a la propiedad de vehículos motorizados (IPVA) para los VCEE, así como una exención del Impuesto único a los Combustibles líquidos.¹⁸⁸

Para el incremento de la demanda del biocarburantes fue necesario que el gobierno garantice además a los productores de vehículos VCEE y a los consumidores, el funcionamiento de la cadena de valor del etanol hidratado y además su competitividad frente a la gasolina en el mercado de carburantes. Recordemos que en el caso del etanol anhidro, los objetivos de mezcla con gasolina regulaban directamente el consumo y dado el nivel de las mezclas no había necesidad de cambio de vehículo. Sin embargo, en el caso del etanol hidratado, si era necesario crear el eslabón final de la cadena de valor del biocarburante, sin el cual el mercado de etanol hidratado carburante no se hubiese desarrollado como lo hizo.

Gráfico II – 6: Producción de Vehículos por tipo de combustible



Fuente: elaboración propia a partir de: (ANFAVEA, 2013)

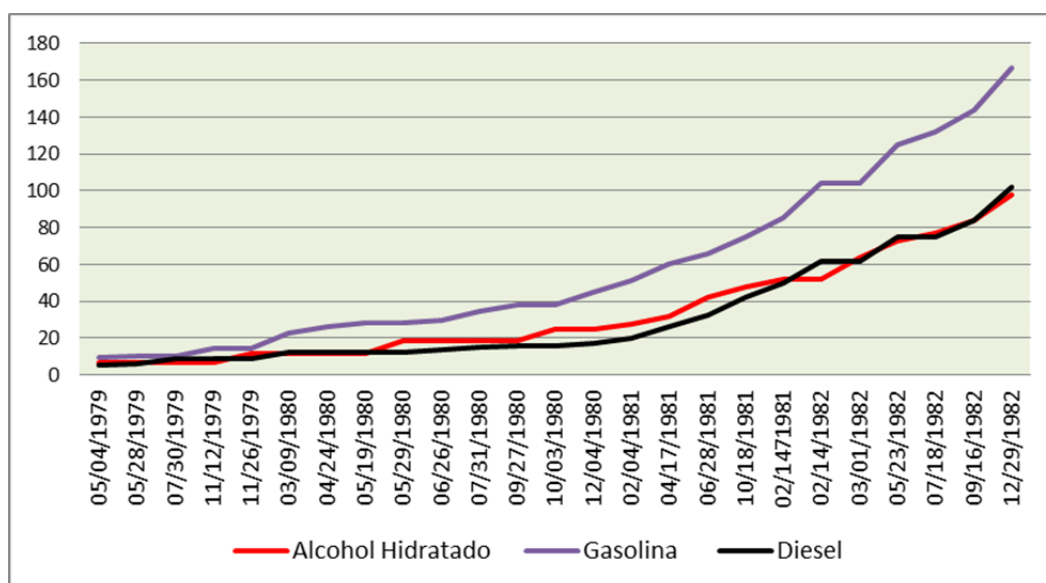
Como se puede observar en el Gráfico II-6, el incremento de los vehículos VCEE en el mercado automotriz es considerable después de 1979, alcanzando alrededor de las 700 mil unidades en 1986, fecha desde la cual empieza una tendencia descendente de su cuota de mercado. Contrariamente a lo que sucede con el VCEE, en el caso de los vehículos a gasolina, se observa una caída considerable

¹⁸⁸ Ver: (Magalhaes, Kupermann, & Machado, 1991)

que se inicia desde el año 1980, pasando de alrededor de 1 millones de vehículos en 1979, a alrededor del 220 mil unidades en 1986, fecha desde la cual se inicia un periodo de recuperación en el mercado que se mantiene durante la década de los años 1990s.¹⁸⁹

Los precios que pagaban los consumidores finales del etanol se estructuraban a partir de los precios pagados a los productores, más el coste de transporte, y en el caso del etanol anhidro a partir del coste de la mezcla con gasolina, más los impuestos. El precio del etanol hidratado se fijaba por debajo del precio de la gasolina para incentivar la sustitución de la gasolina y se justificaba en los mayores costos de producción del etanol en relación con la gasolina, así como en el menor kilometraje por litro de carburante usado en los vehículos de consumo exclusivo de alcohol (un 20 % menos). El precio final para el consumidor fue fijado en un 65 % del precio de la gasolina. Este precio reflejaba la relación existente entre el contenido energético de la gasolina y del etanol, donde cada unidad de volumen el etanol representaba el 65 % del contenido energético de la gasolina (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010). La relación de precios entre la gasolina y el etanol se redujo todavía más en los siguientes años. Tras la caída de la demanda desde 1981 y el aumento de las reservas de etanol, el Gobierno Federal estableció otra reducción en el precio del etanol pagado por los consumidores, con el fin de estimular las ventas de vehículos de consumo exclusivo de etanol. Esto impulsó no solamente el consumo de etanol hidratado sino de automóviles a etanol.¹⁹⁰

Gráfico II – 7: Precios relativos del etanol hidratado durante la segunda fase del PNA



Fuente: Elaboración propia partir de datos de PETROBRAS (2011)

Así, la capacidad para fijar precios por parte del gobierno federal permitió que desde 1982 el consumidor final de etanol carburante llegue a pagar el equivalente al 59 % del precio de la gasolina. Además de esta reducción al consumo, favorable al etanol hidratado se incrementaron algunos impuestos a los vehículos a gasolina como el IPI, mientras que se acordaba con ANFAVEA, mantener los precios de los VCEE más económicos que los autos a gasolina.¹⁹¹ La diferencia entre los precios

¹⁸⁹ Para información más detallada, ver tabla de producción de vehículos de acuerdo con ANFAVEA (2013) en el anexo.

¹⁹⁰ Ver: (Da Costa, 2003)

¹⁹¹ Ver: Resolución CNE nº 14/1982

de los carburantes la podemos observar en el gráfico II-7. El etanol hidratado era bastante más económico que la gasolina y tanto como el diésel carburante, que también era un combustible subsidiado.¹⁹²

La coyuntura energética derivada de las crisis del petróleo imponía al gobierno adoptar medidas de mayor calado para reducir los costes de la energía, especialmente de los productos energéticos importados, y aumentar el suministro doméstico con recursos energéticos propios. En el caso del transporte, donde el suministro estaba dominado por las importaciones de crudo, además de las políticas de demanda, basadas en el incremento de la presencia de etanol anhidro en las mezclas con gasolina, el gobierno, con el fin de elevar los niveles de consumo de etanol, estableció los incentivos necesarios para incrementar la elasticidad precio de la demanda de carburantes mediante el repoblamiento del parque automotriz con vehículos VCEE, a la vez que establecía medidas específicas para incrementar la competitividad del etanol hidratado (Puerto Rico, Mercedes, & Sauer, 2010).

En noviembre de 1979 fue presentado el nuevo Modelo Energético Brasileño, que entre sus principales directrices establecía la sustitución del petróleo importado por petróleo nacional y por combustibles alternativos como el etanol en el caso de la sustitución de gasolina, o el carbón en el caso del aceite combustible, en el marco de una amplia política de ahorro energético. Bajo las directrices generales de la política energética de entonces, se proyectaba aumentar la participación del bagazo de caña en el consumo de energía primaria, de un 4,6 % en 1978 a un 5 % en 1985 y doblar la participación del etanol de un 1,1 % en 1978 a un 2,1 % en 1985, previéndose duplicar la capacidad instalada de producción. Con este objetivo, aproximadamente 6100 millones de litros serían de alcohol hidratado para abastecer la flota de vehículos VCEE; mientras que alrededor de 3300 millones de litros serían de alcohol anhidro para las mezclas con gasolina en una proporción de hasta un 20 %, siendo ésta una proporción flexible y variable de acuerdo a las condiciones en los mercados relevantes en el sector alimentario y energético.¹⁹³

II.2.1.2.2. Desarrollo de la red de financiamiento público para la producción de etanol

El financiamiento necesario para la ejecución de los proyectos destinados a expandir la capacidad productiva del etanol era controlado por el Banco Central de Brasil (BCB), a través de una Línea de crédito Industrial provista por el Fondo para la Agricultura y la Industria (FUNAGRI) y aplicado por los agentes financieros acreditados, a través de operaciones de refinanciamiento de las dotaciones establecidas por el BCB en función de las inversiones necesarias para los proyectos, de la disponibilidad de los recursos y de la capacidad de endeudamiento de cada agente.¹⁹⁴

A través del Decreto Nº 83700 de 1979 se establece la red de instituciones de financiamiento para la instalación, modernización y ampliación de destilerías e instalaciones de almacenaje. El Banco Nacional de desarrollo Económico, el Banco de Brasil, el Banco del Noreste de Brasil, el Banco de la Amazonía, el Banco Nacional de Crédito Cooperativo, los Bancos estatales de desarrollo y los bancos comerciales oficiales poseedores de cartera industrial en aquellos estados donde no

¹⁹² Como en otros países el diésel es un combustible subsidiado por cuestiones de competitividad de la industria nacional, al ser el carburante más utilizado en sectores económicos comerciales e industriales.

¹⁹³ También se destinaron 1500 millones de litros a la industria química, lo que para muchos demuestra la inconsistencia de objetivos del PNA. (De Castro Santos, 1985)

¹⁹⁴ Ver: (Banco de Desenvolvimento do Estado de São Paulo, 1980)

existieran bancos de desarrollo. En el caso del financiamiento de la materia prima, la financiación recaía en el Sistema Nacional de Crédito Rural.¹⁹⁵

La red de financiamiento público estaba constituida primordialmente por bancos de desarrollo, por lo que los créditos para la expansión del PNA durante la segunda fase, fueron créditos subsidiados para incentivar rápidamente la inversión privada en el sector. Las operaciones de financiamiento industrial eran realizadas con recursos provenientes de la comercialización del etanol carburante, de las provisiones hechas por el FMI y de los retornos y rendimientos líquidos generados por las operaciones realizadas. Hasta diciembre de 1986 US \$2387 millones de las inversiones fueron financiados con recursos del programa, mientras que 1776 millones fueron financiados con otros recursos. Entre 1975 y 1986 los préstamos del Banco Mundial que tenían como objetivo financiar el PNA, ascendieron a US \$250 millones, llegando a acumular US \$2000 millones entre el periodo 1980-1985.¹⁹⁶

II.2.1.2.3. Subsidios para el establecimiento de reservas y el rol de la PETROBRAS en el despliegue del etanol

De acuerdo con (Goldemberg, Teixeira , & Már, 2004), el establecimiento obligatorio de reservas fue un instrumento muy importante tanto para garantizar la seguridad de suministro del producto, como para estabilizar los precios en niveles compatibles con la demanda deseada. En el artículo 10 del Decreto Nº 83700 se establece que las reservas de etanol, para fines carburantes o para el suministro de la industria química, serán financiadas conforme establece el Consejo Monetario Nacional, teniendo como base los precios oficiales de paridad, excluyendo los tributos, en la condición vehículo en planta (PVU) o en destilería (PVD).

En el Decreto 88626 de 1983, se establecía que el Consejo Nacional del Alcohol se encargaría de los volúmenes globales de producción de etanol para fines energéticos para cada cosecha. Asimismo, se estipula que el etanol para fines energéticos será facturado por los productores directamente a las compañías distribuidoras de derivados del petróleo y a la PETROBRAS.¹⁹⁷

De acuerdo con la regulación de las reservas establecida en el Decreto 88626 de 1983, los productores facturaban a las compañías distribuidoras de derivados de petróleo y a PETROBRAS.

¹⁹⁵ Ver: (Puerto Rico J. , 2007)

¹⁹⁶ Ver: (Goldemberg & Macedo, 1994) y (Goldemberg, Teixeira , & Már, 2004)

¹⁹⁷ El Decreto 88626 de 1983 establece normas para el suministro, comercialización y almacenamiento de etanol para fines energéticos. Posteriormente, en el Decreto 94541 de 1987 se establece que la garantía de reservas del sistema de abastecimiento de etanol para fines energéticos corresponderá a los volúmenes mínimos de consumo de un mes de etanol anhidro y de dos meses de etanol hidratado, referidos a las provisiones de consumo del mes de cierre de cada cosecha. Asimismo se establece que será responsabilidad de PETROBRAS la adquisición de los volúmenes de etanol destinados a la formación de las reservas, de los volúmenes correspondientes a la diferencia entre la producción y la demanda mensual, y de los volúmenes necesarios para atender la demanda cuando el movimiento se lleva a cabo por el sistema de tanque para el transporte. Además se autoriza pasar a PETROBRAS los costos de las operaciones, las pérdidas, los costos de almacenamiento, de los activos fijos financieros, incluyendo los costos de administración derivados de la adquisición de alcohol. Los costes del precio de adquisición del alcohol, serían proporcionados por PETROBRAS mediante la integración de la parte específica de los precios del etanol y cuando sea necesario de parte de los precios de los derivados del petróleo de acuerdo con resolución de la CNP. Finalmente, el Decreto 94541 de 1987 establece normas para el suministro, comercialización y almacenamiento de etanol para fines carburantes y da otras providencias.

Esta última se encargaría de la adquisición de los volúmenes de etanol destinados al establecimiento de las reservas de suministro, de los volúmenes correspondientes a la diferencia entre la producción adquirida y la demanda mensual, así como de los volúmenes necesarios para atender la demanda cuando la conducción se realice por su sistema de tanques de almacenamiento o de transporte. El gobierno además aseguraba a los productores la prioridad para el financiamiento de la reserva de etanol no comercializado, en el caso de los ajustes en el flujo de las reservas que hacía la CNP o en el caso de que las reservas que hacía PETROBRAS fueran superiores o inferiores a los stocks garantizados.¹⁹⁸

Como hemos mencionado líneas arriba el cuello de botella en la distribución no fue resuelto durante la primera fase del PNA. Durante la segunda fase la participación de PETROBRAS fue clave para superar las barreras logísticas y económicas en la distribución del etanol. Su participación se daba en concurrencia con las demás empresas distribuidoras, tanto para la compra del etanol directamente de los ingenios, como en su transporte hacia las instalaciones centrales de mezclas. Sin embargo, PETROBRAS tenía mayor capacidad operacional para reducir el riesgo de los otros agentes de la cadena de valor y además ser una salida a los problemas logísticos que ocasionaban los cuellos de botella en el sistema (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010).

Por un lado, a través de mecanismos de garantías de compra a largo plazo y mediante la estandarización y aumento de la calidad las mezclas, se redujo notablemente la incertidumbre tanto para los productores como para la industria automotriz. Por otro lado, los problemas de almacenaje y distribución solo pudieron ser solucionados por medio de un mayor control y desarrollo de la red de distribución por parte de PETROBRAS. El gran número de destilerías, la distancia entre estas y los centros de consumo, la estacionalidad de las cosechas, que requerían para el establecimiento de las reservas costosas instalaciones de almacenaje, así como la gran complejidad para distribuir el etanol o las mezclas a lo largo de la cadena de valor, fueron desafíos logísticos que sin la presencia de PETROBRAS en el mercado de la distribución hubieran sido difícilmente superados, y hubieran afectado la expansión del etanol en el mercado de carburantes (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010). Las principales actividades realizadas por la PETROBRAS en la cadena de valor del etanol carburante están resumidas en la Tabla II-2.

Tabla II– 2: Principales actividades de PETROBRAS en la logística del PNA

Operador Logístico	Disponibilidad de tanques, ductos, terminales y buques para el transporte del etanol anhidro e hidratado a os largo de la cadena de valor.
Inversionista	Construcción de centros colectores de etanol en diferentes áreas productivas y posteriormente para aumentar la oferta de etanol en el mercado.
Comprador	Compra y almacenamiento de etanol para garantizar el flujo de caja a los productores.
I+D	Financiamiento del desarrollo tecnológico para aumentar el nivel de mezcla de etanol con gasolina.
Distribuidor	Primera compañía petrolera en suministrar etanol en las estaciones de servicio
Exportación	Exportación de los excedentes de etanol a los mercados internacionales

Fuente: (PETROBRAS & Martinez, 2009)

¹⁹⁸ Por ejemplo, mediante el Decreto 88626 de 1983 se garantizó a las empresas productoras de alcohol, la comercialización de la producción autorizada en cada cosecha para fines energéticos en una proporción de 1/9 al mes durante 9 meses y 4 años después en una proporción de 1/12 al mes durante 12 meses. Esto constituía un fuerte incentivo para la producción de etanol. Ver: Decreto N° 88626 de 1983: Establece normas para el suministro, comercialización y almacenaje de etanol para fines energéticos y da otras providencias.

Al tener el monopolio de refino de petróleo, la PETROBRAS, podía incrementar la competitividad del etanol en el mercado de carburantes. Al fijar los precios de la gasolina por encima de sus costos medios, la PETROBRAS establecía una política de subsidios cruzados en favor del etanol carburante u otros combustibles, como el diésel.¹⁹⁹

A través de su política de precios, PETROBRAS garantizaba los recursos para subsidiar el etanol carburante. Estos gastos eran contabilizados en la cuenta del alcohol. Esta política de subsidios cruzados en los precios de los carburantes, paso a denominarse, FUP o Fondo para la estandarización de precios, que de acuerdo con la ANP (2001) fue designado para cubrir la diferencia entre el precio del CIF para el petróleo importado y los precios fijados por el gobierno para estos productos, así como los costos de la importación de petróleo importado. También se estableció el FUPA (Flete para la estandarización de precios del alcohol), designado para cubrir los costos de transporte, costos asociados con el etanol carburante, costos operativos y financieros, así como las diferencias en los precios del producto y los costes de gestión de PETROBRAS sobre el volumen del etanol puesto en el mercado. La cuenta del Etanol estaba compuesta por la totalidad de los ingresos del FUPA, por parte de los ingresos del FUP, por la valorización de los stocks en manos de PETROBRAS y el ingreso por las ventas de MTBE. Con esta cuenta especial se cubrirían los costos de almacenaje y venta de etanol anhidro de PETROBRAS hasta 1985 cuando empezó a acumular déficit.²⁰⁰

Como resultado de las medidas implementadas en la segunda fase del PNA, se incrementó no solo la oferta de etanol, sino también la demanda del biocarburante en el mercado de combustibles líquidos. Cuando la red de almacenaje y de distribución del etanol carburante (que había sido el cuello de botella durante la primera fase de implementación del programa) pasó a manos de PETROBRAS, la eficiencia en la organización se incrementó, lo que permitió elevar la escala de la capacidad logística en el almacenaje y la distribución de etanol y las mezclas.²⁰¹

En 1983 todas las estaciones de gasolina fueron acompañadas de bombas de etanol hidratado, ampliándose la cobertura del biocarburante a nivel nacional. Asimismo la proporción de etanol anhidro en la mezcla con gasolina en el mismo año alcanzó el 20 % en todo el país, brindando las condiciones óptimas requeridas por la industria automovilística para realizar las inversiones en la

¹⁹⁹ El Consejo Nacional del Petróleo era el encargado de definir los límites máximos y mínimos de los derivados del petróleo, asegurando la competitividad de los productos domésticos en cuanto era posible y tratando de asegurar la uniformidad de precios en todo el territorio. En los 1960s, con unos precios del crudo todavía estables y económicos, el CNP incorporaba la diferencia entre el precio del etanol anhidro y la gasolina "A" en el cálculo de los precios de los derivados en el país. En 1979 con el objetivo específico de sustituir el petróleo la CNP introdujo una línea adicional en la composición del precio de los derivados del petróleo, equivalente al 12,5 % del precio CIF del petróleo importado, creando un fondo que fue aplicado como refuerzo financiero en la implementación del PNA. Ver: (Baccarin, 2005)

²⁰⁰ Ver: (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010)

²⁰¹ El gobierno creó un tipo de cambio específico para el sector del petróleo. El complemento de la diferencia entre el cambio real del dólar y el tipo especial para el petróleo debía estar a cargo de la CNP. Sin embargo, este sistema de compensación no fue completamente desarrollado y la PETROBRAS asumió las pérdidas. En 1981, con el fin de equilibrar la relación entre el tesoro nacional y la PETROBRAS, se estableció una cuenta para el petróleo. Esta cuenta fue dividida en 1984 en dos cuentas: la cuenta para los derivados del petróleo y la cuenta para el etanol. Seguidamente, se anularon todas las líneas de precios estructurados de los combustibles y tasa para las operaciones financieras para las importaciones de petróleo se eliminó. Ver: (Goldemberg & Macedo, 1994) y (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010) y (Goldemberg, Teixeira , & Már, 2004)

transformación del parque automotor, fundamentales para las políticas de incremento de la demanda de etanol hidratado del PNA. La producción, distribución y consumo del nuevo combustible estaba lo suficientemente integrada y el PNA era un programa institucionalizado de diversificación de fuentes de energía en el transporte y plenamente operativo.²⁰²

II.2.1.3. Regulación y mercado del etanol durante el PNA

Los impactos en la economía Brasileña del embargo petrolero de 1973 y principalmente de la crisis del 1979 tras la revolución Iraní, cambiaron drásticamente las condiciones en las que se asentaba la anterior política energética brasileña, basada en gran medida en las importaciones económicas de crudo del mercado internacional. La alta dependencia del petróleo en Brasil agravó los efectos de la subida abrupta de los precios del crudo y las políticas en el sector de la energía viraron hacia un plan general de desarrollo de energía producida a nivel nacional. La sustitución de gasolina por etanol carburante y la expansión de la producción doméstica de crudo y otras fuentes de energía autóctonas, se convirtieron en los objetivos de la nueva política energética (Goldemberg, Teixeira, & Már, 2004).

Asimismo, las nuevas crisis de precios de los mercados del azúcar, plasmados en el desequilibrio entre la oferta y la demanda del mercado interno, el debilitamiento de los mercados internacionales, las políticas proteccionistas en los mercados de países desarrollados, así como el incremento de las inversiones en el sector en años anteriores (incentivadas por los ciclos de altos precios del azúcar); configuraron un escenario crítico para el mercado azucarero, pero favorable para el mercado energético del etanol carburante.

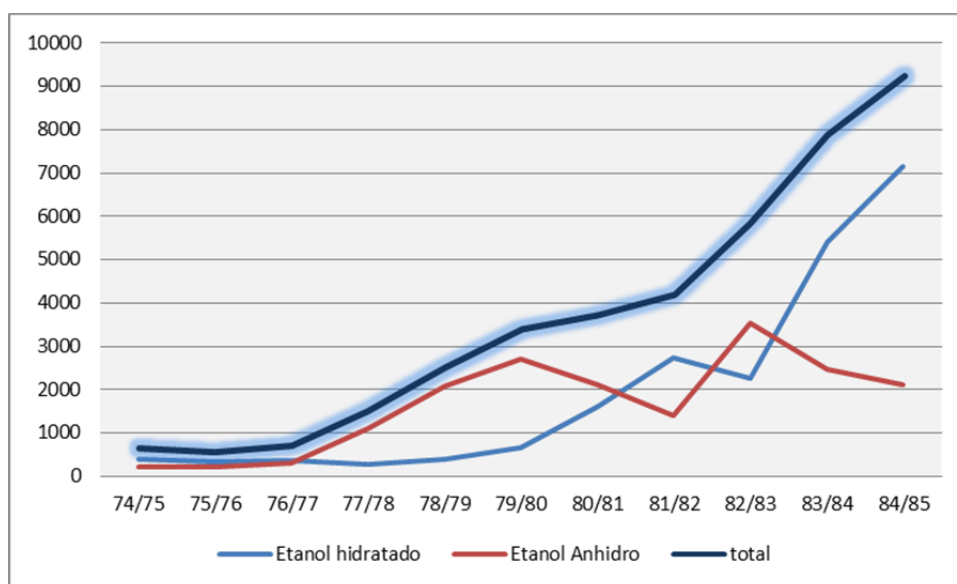
Ante esa situación crítica, la producción de alcohol actuó como válvula de escape a una seria situación de crisis del sector. Así, el debilitamiento en el mercado del azúcar fue otro motor para la producción de etanol, por lo que en la cosecha de 1977/1978, 15 millones de sacos de 60 Kg de azúcar fueron transformados en etanol carburante. La crisis del azúcar fue de gran importancia para que la primera fase del PNA alcance su objetivo de producción. No solo por determinar los incentivos necesarios para el incremento de la inversión en la producción de alcohol, sino para

²⁰² Aunque el objetivo de producción de 10,7 billones de litros de etanol del PNA para 1985 fue pospuesto a 1987, las medidas adoptadas durante los 10 primeros años del PNA sirvieron para aumentar capacidad de producción notablemente. La solución de los principales problemas de producción y la sobreproducción de azúcar entre 1976 y 1978 favoreció la expansión de la producción de etanol, que en 1983 representaba un nivel 14 veces más alto que en 1975 (7.949,9 millones de litros frente a 580,1 millones). Durante el mismo periodo la capacidad de las destilerías crecieron de 903,6 a 11.075,6 millones litros por cosecha. En los primeros años de los 1970s, al menos 96 % de todo el etanol producido había sido un subproducto de la industria del azúcar, (por ejemplo en 1975/1976 casi toda la caña de azúcar se usó para la producción de azúcar y la producción directa de etanol fue prácticamente nula). Sin embargo con el advenimiento del PNA el uso de la caña de azúcar para producir directamente etanol alcanzó a representar en la cosecha 1982/1983, el 40 % del uso total, creciendo notablemente su producción en los años siguientes. Así, el etanol se convirtió al final de la segunda etapa del PNA, en el producto principal de la industria de la caña de azúcar, representando asimismo el 10 % de la energía consumida en el transporte. Ver: (De Castro Santos, 1985)

reforzar el cumplimiento del objetivo de transformar 50 millones de sacos de azúcar en alcohol durante las cosechas de 1977/78 y 1978/1979.²⁰³

A pesar de las ambigüedades y algunas inconsistencias institucionales, que podrían explicar los retrasos de la aplicación de la regulación y la falta de claridad en la definición de las políticas, las medidas estatales para favorecer la producción fueron fundamentales durante el lanzamiento del PNA. La histórica capacidad industrial del Estado de São Paulo, la expansión del área cultivable de caña, y la capacidad de las destilerías financiadas por el PNA durante los primeros años, permitieron el gran incremento de la producción de etanol, y en consecuencia permitió alcanzar el objetivo de suministro de etanol establecido en el PNA.²⁰⁴ En el gráfico podemos observar el considerable incremento de la producción de etanol en el mercado brasileño. Primero observamos que el incremento está liderado por la producción de etanol anhidro para mezclas carburantes. Luego observamos que la producción está liderada por el etanol hidratado usado puro en los vehículos alternativos VCEE.

Gráfico II – 8: La expansión de la producción de alcohol durante las primeras dos fases del PNA



Fuente: Elaboración propia partir de (MAPA, 2012)

El objetivo durante la primera fase del PNA fue claramente incrementar la capacidad de producción de etanol anhidro de la industria brasileña. La regulación del mercado de hidrocarburos y de etanol carburante, el financiamiento de la cadena de producción, las políticas de incremento del suministro de caña y la expansión de las tierras de cultivo, sumadas al impulso Estatal para aumentar la capacidad de distribución y logística el etanol, fueron incentivos básicos para desplegar un notable

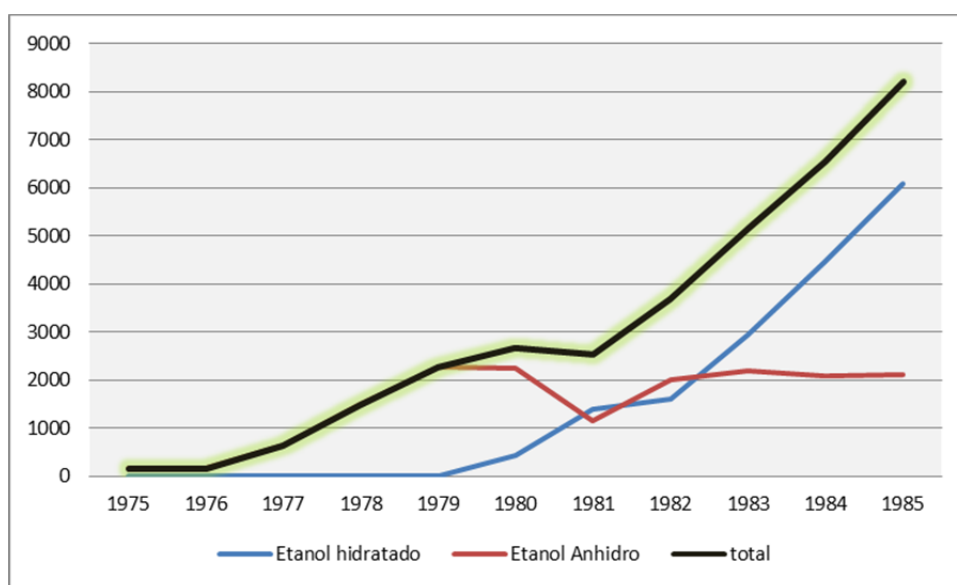
²⁰³ El salto más grande de la producción se produjo entre las cosechas de 76/77 con 644 millones litros y 77/78 con 1470,4 millones, cuando el IAA autorizó a producción de 612 millones de litros de alcohol, así como de 1,4 mil millones de litros para tales cosechas respectivamente. Cabe resaltar que a pesar de la crisis del sector en 1976 y la acumulación de stocks, la confianza en su recuperación por parte de los productores y del IAA, se decidió incrementar la producción. El resultado fue que el gobierno autorizara el uso progresivo del azúcar para la producción de alcohol en los años siguientes Ver: (De Castro Santos, 1985)

²⁰⁴ Ver: (Baccarin, 2005)

aumento de la producción de etanol anhidro durante este periodo.²⁰⁵ Sin embargo, la necesidad de utilizar etanol anhidro declinaría ante la necesidad de abastecer el nuevo mercado de transporte con etanol hidratado durante la segunda fase del PNA.

El nuevo shock del precio internacional del petróleo en 1979, contribuyó a que el gobierno incrementase los estímulos al PNA, y reconociera al etanol carburante como una de piezas centrales para enfrentar el problema de crisis energética y no solamente como instrumento de ayuda, ante las crisis coyunturales del sector sucro-alcoholero. Este nuevo ajuste en los precios de la energía, impulsó una nueva ola de políticas de expansión del mercado del etanol carburante, conocida comúnmente como la segunda fase del PNA. Estas políticas estuvieron enfocadas también en el crecimiento de la producción (especialmente de etanol hidratado), en la expansión del cultivo de la caña, y sobre todo en la repoblación del mercado automotriz con los vehículos de consumo exclusivo de etanol. Estos vehículos funcionaban con etanol hidratado, y su adquisición era subvencionada mediante incentivos fiscales en relación con los precios de adquisición de los vehículos a gasolina (reducción del IPI, ICM y otros), pero también, mediante diferenciales fiscales favorables al consumo minorista de etanol hidratado en relación con la gasolina, estableciéndose un precio de paridad equivalente primero al 65 % y luego al 59 % del precio de la gasolina en bomba.²⁰⁶

Gráfico II – 9: Evolución del consumo de etanol durante las primeras fases del PNA



Fuente: Elaboración propia a partir de MAPA (2012)

Los incentivos económicos tuvieron un fuerte impacto en las preferencias de los consumidores finales de vehículos, y por tanto en la elección final del etanol hidratado como carburante de

²⁰⁵ El Plan nacional del Alcohol durante sus inicios no estuvo centralizado en una institución encargada de establecer las políticas para promover el etanol sino que presentó una marcada fragmentación institucional. Por ejemplo, el CNP controlaba las ventas y la distribución del etanol y las mezclas, el CENAL administraba los aspectos técnicos y económicos de la producción, el Consejo Monetario Nacional, junto al banco Central se encargaba del financiamiento del programa, el IAA de organizar la participación de los productores de azúcar y alcohol y el Consejo de Desarrollo Económico de la Presidencia de la república se encargaba de establecer las directrices generales de la política del alcohol y como árbitro ante los conflictos interinstitucionales. Muchos atribuyen el retraso de la aplicación de las medidas necesarias para la expansión del mercado a este mosaico institucional.

²⁰⁶ Ver: Baccharini (2005)

automoción. Esto permitió una progresiva reestructuración de la demanda en el mercado de carburantes, siendo uno de los más importantes rasgos de la segunda fase del PNA, y un factor fundamental para dotar al etanol hidratado de un mercado propio, que junto al etanol anhidro, usado en las mezclas con gasolina, expandirían significativamente el uso del etanol carburante en Brasil.

De 1975 a 1985, los indicadores de producción como de estructura productiva revelan que la dinámica de producción en el sector sucro-alcoholero estaba determinada por la expansión de la oferta de etanol carburante. Asimismo, los indicadores de consumo de etanol anhidro e hidratado, señalan que la dinámica de consumo en el mercado de carburantes para el transporte se encontraba atravesando un periodo de expansión, como podemos claramente observar en el gráfico II- 9.

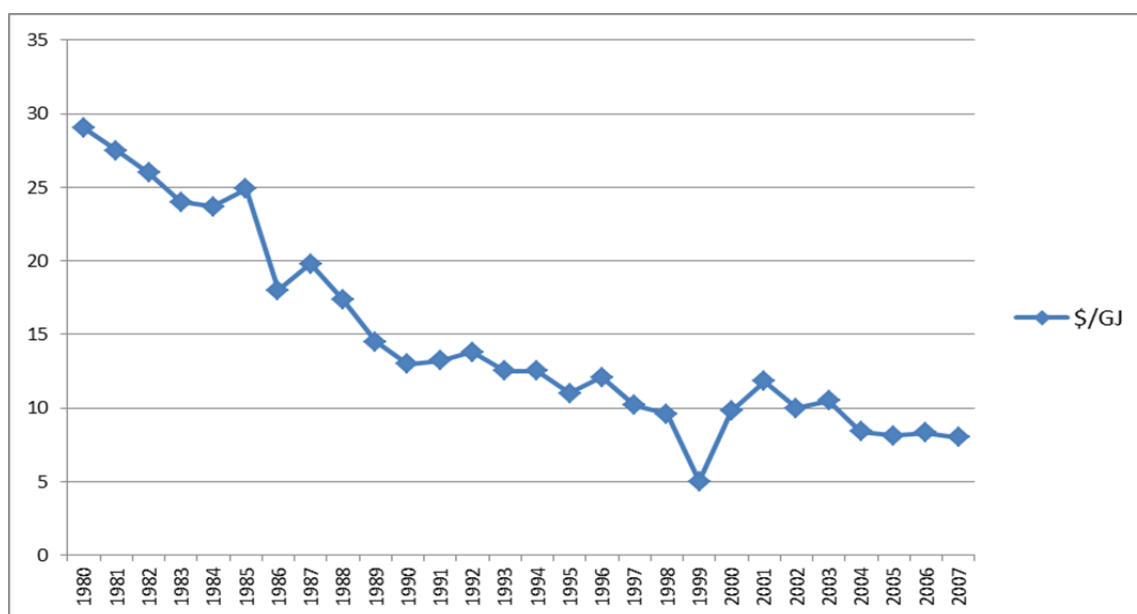
II.2.2. Desestructuración del PNA e inestabilidad del suministro interno de etanol carburante

De acuerdo con (Lehtonen, 2007), el paso hacia el gobierno civil coincidió con dos factores que afectaron la reputación del PNA: el declive de los precios del petróleo y la crisis económica agravada por la acumulación de la deuda en la segunda mitad de los 1980s. La legitimidad derivada del éxito del PNA en los años anteriores, había dado paso a una percepción de que el PNA y el modelo centralizado de la intervención del Estado en el ámbito económico eran ineficientes, y que los subsidios que estimulaban el programa resultaban una carga demasiado grande para el escueto presupuesto de un Estado brasileño en crisis. El liberalismo económico plasmado en la constitución de 1988 cimentó los mecanismos de descentralización del poder estimulando la participación de la sociedad civil en el proceso político, afectando directamente el modelo regulatorio del PNA, que se cimentaba en un modelo económico mucho más intervencionista. Los subsidios, especialmente los aplicados a la producción, fueron eliminados progresivamente, y los gastos burocráticos del programa fueron cortados drásticamente. El problema principal estaría relacionado con los cambios en la política de fijación del precio del etanol. El resultado fue un estancamiento de la producción y una crisis de suministro de etanol hidratado que afectó seriamente el mercado interno, especialmente el mercado del etanol hidratado. (Rosillo-Calle & Cortez, 1998)

De acuerdo con Rodríguez de Carvalho y otros (2010), con la promulgación de la Constitución Liberal de 1988, la producción del biocarburante permaneció bajo la iniciativa privada, el transporte por ductos ya no era monopolio y las actividades de distribución y venta del producto estaban reguladas. Las reformas continuaron, y en 1990 se disolvió el Instituto del Azúcar y el alcohol y se revocaron los decretos del PNA, comenzando una etapa de desregulación del sector de la caña, del azúcar y del alcohol carburante. Muchas de sus funciones se traspasaron al Departamento Nacional de Combustibles, el nuevo regulador del sector, creado en reemplazo de la CNP. Otras funciones como la supervisión, coordinación y estandarización de las actividades del ámbito sucro-alcoholero pasaron al poder ejecutivo a través de la Secretaría de Desarrollo Regional y posteriormente, con su supresión, al Departamento del Azúcar y el Etanol (DAA). Otras, funciones como la fijación de precios y el control fiscal, así como las políticas de crédito, pasaron al Ministerio de Hacienda. Con la disolución de la IAA se marcó el inicio una nueva etapa en el desarrollo de la industria del azúcar y el alcohol, que daría paso a una modelo mucho más liberal que los periodos anteriores.

La caída de los precios del petróleo y de derivados desde la segunda mitad de los años 1980s, fueron bastante desfavorables para la competitividad del etanol carburante. Los precios reales del petróleo cayeron, pasando a costar en términos reales en 1989, menos de la mitad del valor observado en 1980. Mientras que la producción nacional de petróleo había quedado estancada hasta un mínimo de 14,2 % en 1979; la producción nacional de petróleo aumentó, a partir de 1980, y dio un salto significativo entre 1982 y 1984. Asimismo, desde la segunda mitad de lo 1980s, la producción autóctona de petróleo pasó a representar el 50 % del suministro de crudo en Brasil, mientras que las importaciones se habían reducido en un 60 %, en relación con los niveles de 1979. Como consecuencia, los gastos de divisas relacionados a las importaciones de crudo y derivados caerían marcadamente durante la década de los 1980s, debilitando el argumento de que el fomento del consumo de etanol era una política indispensable para reducir el coste de las importaciones energéticas.²⁰⁷

Gráfico II – 10: Evolución de los pagos a los productores de etanol



Fuente: Elaboración propia partir de (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010)

De acuerdo con (Baccarin, 2005), las relaciones entre el Gobierno Federal y los empresarios sucro-alcoholeros estuvieron marcados por conflictos, evidenciados especialmente en torno a la políticas de fijación de precios del alcohol. Los agroindustriales consideraban que el gobierno estaba fijando los precios del alcohol por debajo de sus costos de producción, incumpliendo los compromisos adoptados en el PNA y desestabilizando el marco regulatorio donde se asentaba el mercado. Desde 1986, hasta 1990 el desempeño del complejo sucro-alcoholero decayó notablemente. Aun cuando el PNA continuaba existiendo formalmente, en la práctica sus incentivos se iban reduciendo paulatinamente, al mismo tiempo que aumentaban los cuestionamientos a su continuidad. La precariedad de las finanzas públicas brasileñas imponía evidentes límites a la continuidad de muchos programas y políticas públicas en diferentes sectores de la economía. En el sector de la energía el PNA era uno de las más costosas políticas de planificación energética, por lo que el repliegue del Estado en el sector afectó su continuidad, dado que muchos eslabones de la cadena del valor del

²⁰⁷ Ver: (EPE-MME, última entrada febrero 2014)

etanol carburante dependían significativamente de los subsidios estatales. En el gráfico II-10 podemos observar cómo fueron declinando los pagos a los productores desde los años 1980s.

Los bajos precios obtenidos por los productores de etanol a raíz de la caída de los precios internacionales del petróleo que siguió a finales de 1985 afectó el incremento de la producción interna del producto. Esto a causa del cambio regulatorio que disponía la paridad de precios entre la gasolina y el etanol, además del control de precios del azúcar por parte del gobierno. La coyuntura en el mercado internacional de crudo, así como la ineficacia de las medidas gubernamentales para incentivar adecuadamente la oferta de etanol, generaron una grave crisis de abastecimiento en el periodo 1989-1990. Esta crisis no solo afectó el suministro de etanol para el mercado doméstico, sino también la confianza de los consumidores en el funcionamiento del PNA reflejado en la caída progresiva de las ventas de automóviles de consumo exclusivo de etanol. Esta confianza solo pudo recuperarse completamente casi una década después, con la introducción en el mercado automotriz de vehículos de consumo flexible en el año 2003.²⁰⁸

De acuerdo con (Lima & Sicsú, 2001), después del corte de las principales ayudas solo un tercio de las empresas del sector resultaban económicamente viables y eran financieramente estables, mientras que las demás, o ya habían abandonado su actividad económica, o tenían problemas de sobreendeudamiento, o se encontraban ante un inminente riesgo de quiebra. El corte de los subsidios tuvo un impacto directo en la producción de etanol y de caña de azúcar, especialmente en tierras poco productivas, que en ausencia de las ayudas estatales dejaron de generar beneficios. Como hemos mencionado líneas arriba, después de 1986 los fondos necesarios para las actividades de los diferentes actores de la cadena de valor del etanol ya solo se obtenían en los mercados financieros. El financiamiento con apoyo público institucionalizado por el PNA, había sido suspendido antes del inicio del proceso de desregulación del sector. Los productores más afectados serían los de la Región Norte-Nordeste, mucho más dependientes de los subsidios y la ayuda del Estado.²⁰⁹

Asimismo, el ajuste en todos los sectores económicos adquiriría más fuerza a mitad de los 1990s. En 1994 fue lanzado el "Plan Real" con el objetivo de estabilizar la economía brasileña. El objetivo de control de la inflación fue una prioridad y muchas políticas, incluida la política energética, se subordinaron a este objetivo. Concretamente el gobierno federal forzó a muchos sectores económicos, como el sector sucro-alcoholero, a reducir sus costes y a incrementar su productividad. Esto implicó la liberalización y privatización de muchos sectores de la economía (muchos de estos considerados de seguridad nacional, como el sector del acero, la minería y la energía) y el sector sucro-alcoholero no fue la excepción. (Barzelay, 1986)

Este fue el inicio de un proceso de liberalización del sector sucro-alcoholero que se daría en mayor plenitud durante finales de los años 1990s. En este escenario, a pesar del corte del gasto público y el

²⁰⁸ Ver: (Rodríguez de Carvalho & Barboza, 2009)

²⁰⁹ Para (Puerto Rico, Mercedes, & Sauer, 2010), aunque los fondos habían servido de manera eficaz para el despegue del PNA, esta política dio como resultado una alta concentración de la tierra y la consolidación de la caña de azúcar como monocultivo. El cambio de las reglas de juego en el mercado tuvo efectos redistributivos que afectaron las condiciones del factor trabajo en las plantas de producción de caña y etanol. Esta situación fue reforzada como consecuencia de la escala de producción, la búsqueda de una mayor autonomía en el aseguramiento del suministro de materia prima y en el incremento de las cuotas de producción producidas durante la segunda fase del PNA, cuando la producción incrementó de 2 a 10,7 millones de litros de etanol.

cambio regulatorio en el sector de los carburantes para el transporte, el Estado estableció una serie de medidas para que el sector sucro-alcoholero del etanol carburante se mantuviera a flote durante el proceso de desacomplamiento gradual del Estado en el sector.

II.2.2.2. Medidas de reajuste

Aunque la industria del etanol era parte importante de la cadena de valor de los carburantes, las medidas en favor del uso del etanol anhidro y el etanol hidratado debían estar justificadas en el marco de un modelo productivo económicamente más liberal y con menos presencia de ayudas del Estado.

Aunque por debajo de los costes de producción, e influenciados por la caída de los precios de los productos energéticos, los pagos por el etanol producido continuaron siendo determinados por el gobierno hasta el final de los 1990s. Los pagos se extendieron hasta 1999 con el fin de garantizar la competitividad con la gasolina A. Los recursos para efectuar este pago se obtenían del cobro del ICMS a las distribuidoras, que lo pagaban por la salida del etanol hidratado. Es posible que los pagos recibidos por los productores de etanol, aunque hayan estado por debajo de los costes de producción, hayan estado por encima de los precios del mercado y por tanto hayan servido para capear la crisis del sector sucro-alcoholero.²¹⁰

Como la PETROBRAS era la entidad responsable por la compra del volumen producido de etanol, debía reducir los costes de las adquisiciones de etanol, determinados en gran medida por la caída de los precios del petróleo en este periodo. Con los bajos precios de la gasolina, la política de subsidios cruzados de Petrobras y de compras subvencionadas de etanol, no eran suficientes ni para mantener competitivo al etanol en el mercado, ni para cubrir los costes de producción de los productores. Las cuentas estuvieron balanceadas mientras las ventas de etanol anhidro e hidratado no eran muy grandes, debido a que el etanol anhidro era usado para generar excedentes mientras que el etanol hidratado era subsidiado. Al mismo tiempo, los excedentes de gasolina eran exportados a precios más bajos que el etanol. El incremento en el consumo superó la oferta de etanol, lo que requirió importar etanol para cubrir la brecha. Este déficit duró entre 1988 y 1996 en el caso del etanol hidratado, y de 1986 a 1995 en el caso del etanol anhidro.²¹¹

Asimismo, un importante cambio en la política energética fue la relacionada con los precios de los combustibles. Desde 1994, la política del precio unificado para los combustibles, mediante la cual se aplicaba un único precio para el país en su conjunto, sin importar los costos de transporte o transmisión, fue derogada. Con esta medida, que sigue vigente hasta la actualidad, el precio de la gasolina podía ser menor en algunos Estados y mayor en otros, haciendo a las fuentes de energía de producción local más competitivas que las foráneas: esto se nota claramente cuando se analiza la competitividad del etanol producido en los principales estados productores del centro sur brasileño como São Paulo, Minas Gerais, o Goiás, entre otros. Estos cambios junto con las futuras reestructuraciones fiscales de los carburantes, tendrían efectos importantes en la competitividad de las industrias estatales, dando lugar a una diferenciación de la carga impositiva estadual sobre estos,

²¹⁰ Ver: (Fernandez & Coehlo, 1996)

²¹¹ Ver: (Baccarin, 2005)

con el fin de favorecer el predominio de algún carburante en el consumo de cada Estado (Rosillo-Calle & Cortez, 1998).

II.2.2.2.1. Etanol anhidro

Los bajos precios del petróleo observados desde 1986, sumado a la debilidad económica del Estado brasileño, estancaron el mercado de etanol hidratado, por lo que el Estado se centró más en mantener el mercado del etanol anhidro a flote, que recuperar el mercado del etanol hidratado. Aun en un contexto mucho más liberal del rol del Estado en la economía de sectores como el sector sucro-alcoholero, la idea de subsidiar el consumo de etanol anhidro por medio de las mezclas con gasolina seguía siendo un instrumento viable y necesario para estimular la demanda y mantener activa gran parte de la cadena de valor del biocarburante, sin que esto implique incurrir en un coste excesivo para las arcas públicas. La reducción de las emisiones de gases contaminantes y el interés en mantener los beneficios sociales que la industria del etanol carburante podía generar, así como el contenido energético relativo del etanol relativo, justificaron una mayor tributación de la gasolina y el incremento de las mezclas carburantes.²¹²

En medio del debilitamiento del PNA durante el proceso de desregulación, los instrumentos para el incremento del consumo de etanol encontraron nuevas vías políticas para mantener ciertos niveles de demanda y producción de etanol anhidro en el mercado brasileño. En el caso específico de los mandatos de mezcla de etanol con gasolina se trata de las políticas de protección del medioambiente. Es así que en 1993, la Ley 8723 establece un incremento de las mezclas de etanol carburantes y gasolina con el objeto de proteger el medioambiente de las emisiones contaminantes derivadas del uso de combustibles fósiles.

La Ley se establece que como parte integrante de la Política Ambiental del Medioambiente, los fabricantes de motores y vehículos automotores, así como los fabricantes de combustibles quedaban obligados a tomar las providencias necesarias para reducir los niveles de emisión de monóxido de carbono y otros compuestos contaminantes en los vehículos comercializados en el país de acuerdo a los límites fijados por esta ley. Este artículo establece una nueva fuente de legitimidad para la promoción de los biocarburantes en Brasil, la protección ambiental, sobre la que se apoyarían las nuevas medidas de diversificación de fuentes en el sector de la energía y el transporte. La promoción del etanol carburante significa desde entonces para la política ambiental brasileña, un instrumento regulatorio que tiene por finalidad la interiorización de las externalidades negativas originadas por el consumo de combustibles fósiles en el mercado del transporte.

Con estos fundamentos, en el artículo 9 se fijaba en 22 % el porcentaje obligatorio de adición de etanol etílico anhidro carburante a la gasolina en todo el territorio nacional, permitiéndose una pequeña variación de un punto porcentual para arriba o para abajo del porcentaje oficial.²¹³ Así, la

²¹² Además de estas consideraciones medioambientales, el desarrollo de los motores Otto y su mayor grado de compresión y rendimiento por kilómetro, influenciaron en la determinación de la ratio final de precios del etanol en relación con la gasolina, que terminó estableciéndose al 80 %. Ver: (Goldemberg & Macedo, Brazilian alcohol program: an overview, 1994)

²¹³ Estos porcentajes serían modificados, en los años posteriores por las leyes 10,203 del 2001 que establecía un máximo de 24 % y un mínimo de 20 %, y así sucesivamente con las leyes 10464 del 2002, 10696 del 2003, la Medida Provisoria Nº 532 del 2011, hasta la actualidad con La Ley 12490 de 2011, cuyas medidas específicas

caída en el consumo de etanol hidratado se vería compensada en cierta medida con el incremento del consumo de etanol anhidro en mezclas carburantes.

II.2.2.2. Etanol hidratado

Aunque el recorte de los subsidios fue la pauta general, se mantuvieron algunas medidas de ayudas al sector, como el diferencial fiscal favorable al etanol hidratado, aunque establecida esta vez por encima de los niveles observados en la segunda fase del PNA. Así, el precio del etanol hidratado en las estaciones de servicio representaba el 80 % del precio minorista de la gasolina. Se trataba de una especie de impuesto que era usado para reducir el costo de producción de otros carburantes como el GLP, el diésel o el etanol, justificado en su contenido energético. En el caso del etanol anhidro, las medidas se justificaban en el aumento de las externalidades positivas relacionadas con los aspectos medioambientales y sociales derivados del incremento de su consumo como oxigenante de la gasolina. (Goldemberg & Macedo, 1994)

La respuesta del Estado ante esta crisis de abastecimiento no fue aumentar la producción, sino reducir la demanda. De acuerdo con Serôa y otros (1988), ante una desregulación de la producción, que en estas circunstancias implicaría un estancamiento de la cantidad de etanol en el mercado; la desactivación de los incentivos a la demanda por parte del gobierno (mediante el aumento de impuestos a las nuevas adquisiciones de vehículos de consumo exclusivo de etanol y la desregulación de precios de los combustibles) era necesaria para equilibrar el declive de la producción y evitar así mayores problemas económicos y políticos. En ese sentido la Comisión del Gobierno para el Apresiasiamiento del PNA, propuso un incremento del 3 % en el IPI para nivelar los precios de venta de los modelos a gasolina (o mezclas) y a etanol, así como la estandarización de pagos de derechos de licencia, pero manteniendo el diferencial para que los que ya eran propietarios y conductores, no se vean afectados.²¹⁴ Estas medidas coincidían además con la liberalización progresiva del sector de los hidrocarburos y otras medidas más afines al incremento de consumo de derivados del petróleo.

Durante los años 1990s, continuaría el escenario de bajos precios del petróleo pero en un contexto energético de aumento de la producción nacional, y con unas peores condiciones en el mercado de automóviles propulsados por el biocarburante. El resultado se agravó luego de la decisión del gobierno de promover la fabricación de los “*carros populares*” (vehículos ligeros de 1000 cilindradas), que fueron lanzados al mercado sin un tratamiento fiscal diferenciado que promoviera los modelos que consumían etanol frente a los de gasolina. Los modelos a etanol solamente estuvieron disponibles en el mercado a finales de los 1990s. Al afectar las preferencias de los

revisaremos más adelante. Entre estos rangos de valores máximos y mínimos se tomaban decisiones regulatorias a nivel federal de acuerdo con las condiciones del mercado. Por ejemplo con el Decreto Nº 2607 de 1998 se decide establecer un mandato de 24 % de mezcla obligatoria de etanol anhidro y gasolina. Ver: Lei Nº 8723 (1993): *Dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências*; Lei Nº 10203 (2001) *Dá nova redação aos arts. 9º e 12º da Lei 8723 de 1993*; Decreto Nº 2607 (1998): *Dispõe sobre a adição de álcool etílico anidro combustível á gasolina*.

²¹⁴ En un contexto liberalizado de la economía brasilera, las políticas para el establecimiento a gran escala de nuevas destilerías a través de subvenciones a la producción, significaban considerables cantidades de recursos que podrían ser utilizados para proyectos de mayor impacto social. Ver: (Seroa da Motta & da Rocha , 1988)

consumidores de artefactos de consumo, esto también terminó afectando el consumo interno de etanol hidratado y agravando la situación del mercado. (Pinheiro, 2000)

II.2.2.2.3. Azúcar

La desestructuración y posterior extinción del PNA afectaría de distinta forma a los productores del noreste y a los del centro sur. Hasta antes de la liberalización, el modelo de incentivos aplicados del PNA favorecía a los productores del Noreste en comparación a los del Centro- Sur de Brasil; por lo que el efecto de la supresión de los subsidios fue también fue diferente, debilitando a los primeros y consolidando la posición en el mercado de los últimos. En la región del noreste, el desmantelamiento de los subsidios llevó a una alta concentración en el sector. Por ejemplo, en 1997 veinticinco compañías controlaban prácticamente toda la tierra cultivable de caña de azúcar en el Estado de Pernambuco. A pesar de la reorganización industrial en el noreste brasileño, la ineficiencia en la producción y el endeudamiento propició el cierre de muchas empresas, que sobrevivían solamente con las ayudas del Estado otorgadas a través del PNA.²¹⁵

Por el contrario, la industria de etanol en la región del Centro-Sur de Brasil, a pesar de ser afectada por las condiciones desfavorables del mercado, había podido invertir en la mejora del desarrollo tecnológico de la producción; lo que dio lugar a una mayor competitividad y a un mejor posicionamiento en el mercado nacional de etanol. Sobre la base de una mayor inversión en I+D para reducir costes e incrementar el uso más eficiente de las materias primas a través del uso y comercialización de los subproductos, la capacidad industrial de esta región maduró notablemente, convirtiéndose en el principal centro de comercio del país. La reducción de los subsidios a los productores del Noreste significó para los productores del Centro- Sur el fin de una injustificada carga económica, y una forma de nivelar las condiciones de competencia entre las regiones. (Da Costa, 2003)

El repliegue del Estado de la economía significó menor apoyo público al etanol carburante, y promovió una situación de conflicto entre el Estado y el sector sucro-alcoholero, pero especialmente en las regiones menos productivas y menos competitivas, acostumbradas a una mayor protección estatal. Sin embargo, la liberalización del sector fue menos conflictiva para la región más productiva del centro sur. Dadas las condiciones favorables en el mercado internacional del azúcar en buena parte de los años 1990s, muchos grandes productores buscaron compensar las pérdidas del enfriamiento del mercado de etanol, con las exportaciones de azúcar, dando una salida a sus excedentes y acentuando la crisis de abastecimiento de etanol en el mercado interno.²¹⁶

A pesar del repliegue de las ayudas en el sector del etanol carburante, el gobierno siguió apoyando a los productores de azúcar estableciendo diferenciales fiscales para que las regiones menos competitivas mantuvieran su presencia en el mercado del azúcar. El gobierno reemplazó el antiguo mecanismo de compensación por un sistema de tasas diferenciadas aplicadas al impuesto a los

²¹⁵ Mediante la Ley 8393 de 1991 el gobierno de Fernando Collor extinguió la contribución sobre la salida del azúcar y de caña de azúcar creada por el decreto Ley 308 de 1967 y modificada por el Decreto Ley Nº 1712 de 1979, así como las contribuciones adicionales creadas por el Decreto ley Nº 1952 de 1982. Asimismo se extinguen los subsidios para la equiparación de costes de producción de azúcar y de caña de azúcar que eran objeto de la política nacional de equiparación precios del azúcar y el etanol creada por la Ley 4870 de 1965, y los Decretos leyes Nº 308 de 1967, Nº 1186 de 1971 y Nº 1952 de 1982.

²¹⁶ Ver: (Puerto Rico J. , 2007) y (Lima & Sicsú, 2001)

Productos Industriales (IPI). Estas tasas establecían de manera general el pago del 18 % sobre la salida de azúcar al mercado interno, con una exoneración total para las salidas en el área de actuación de la Superintendencia de Desarrollo del Noreste y de la Amazonía. Los Estados de Rio de Janeiro y Espírito Santo tendrían una exoneración del 50 % de la alícuota del IPI. La ley 8393 de 1991, autorizaba la libre transferencia de azúcar y de unidades industriales productoras de azúcar y alcohol, con las respectivas cuotas de producción y de comercialización entre las diversas regiones del país.²¹⁷ De acuerdo con Lima y Sicsú (2001) esto permitía a las agroindustrias del Noreste, pagar a los proveedores de caña un precio mayor por tonelada de caña de azúcar que en el caso de los proveedores de caña del Centro Sur. La legislación del IPI diferenciado entre regiones productoras de caña de azúcar duraría 7 años, hasta que las alícuotas del IPI para el azúcar fueran unificadas a nivel nacional en 1998.

II.2.2.3. El SINEC y establecimiento de reservas estratégicas de etanol

Con los problemas de suministro interno de etanol hidratado tras el declive de las ayudas y los cambios en los precios obtenidos por el etanol, el establecimiento de reservas estratégicas de etanol favorecería la estabilidad del mercado a unos niveles de gasto aceptables para la política de austeridad en el gasto público de entonces.

La ley 8176 de 1991 instituye el Sistema Nacional de Reservas de Combustibles (SINEC). El poder ejecutivo presenta al Congreso, dentro de cada ejercicio, un plan anual de reservas de combustibles estratégicos para el año siguiente, especificando las fuentes de recursos financieros necesarios para su mantenimiento. Se trata de una nueva forma de organizar la logística de las reservas en el sistema de suministro interno de combustibles líquidos para el transporte. En el Decreto 238 de 1991 se establece que el SINEC tiene por finalidad asegurar la normalidad del abastecimiento nacional de petróleo, de sus combustibles derivados, y del etanol con fines carburantes. El SINEC comprendía:

La reserva estratégica: destinada a asegurar el suministro de petróleo bruto y el etanol para fines carburantes y de otros combustibles líquidos utilizados como carburantes, ante el surgimiento de contingencias que afecten de forma grave la oferta interna o externa de estos productos.

Los Stocks de Operación: destinados a garantizar la normalidad del abastecimiento interno de combustibles derivados del petróleo, así como el etanol etílico anhidro e hidratado y otros combustibles líquidos carburantes ante acontecimientos que ocasionen interrumpir la oferta el flujo de los combustibles señalados.²¹⁸

Los gastos derivados del mantenimiento de las reservas estratégicas de etanol carburante mediante el SINEC, eran recursos que provenían de los presupuestos de la nación. En el artículo tres del Decreto nº 238, se señala que el plan Anual de Acciones Estratégicas de Combustibles que se presentara anualmente al Congreso se uniría al proyecto de Ley de Directrices presupuestarias, y comprendería los objetivos y prioridades del SINEC, incluidos los recursos financieros para mantener la reserva estratégica.

²¹⁷ Ver: Ley Nº 8393 de 1991 Extingue la contribución y el adicional incidentes sobre las salidas del azúcar y los subsidios a la equiparación de costes de producción de azúcar. Establece exenciones al IPI e estas.

²¹⁸ Decreto 238 de 1991: Dispone sobre el Sistema Nacional de Reservas de Combustibles –SINEC.

El establecimiento de reservas eran medidas vinculadas a las garantías de compra y establecimiento de precios de adquisición del alcohol. Las políticas de mantenimiento de reservas de alcohol, que habían coexistido con las garantías de compra de la producción de las destilerías, fueron consideradas esenciales no solo para controlar el suministro, sino también para asegurar niveles de precios consistentes con la demanda deseada. La conformación de las reservas se realizaba durante la temporada de cosecha, mediante precios establecidos por el gobierno que se implementaban a lo largo del año.²¹⁹

II.2.2.4. Penalidades contra el comercio ilegal de etanol

La mayor liberalización del mercado, y una situación económica en crisis, habían favorecido el desarrollo de un mercado negro del etanol que operaba paralelamente al mercado legal. El gobierno estableció entonces algunas medidas para reducir el riesgo socio-económico derivado de la comercialización ilegal del biocombustible. De acuerdo con La ley 8176 de 1991 se definen algunos delitos y faltas relacionados con las actividades de comercialización y producción de etanol. Así, en el artículo 1 de la ley se establece que constituye delito contra el orden económico con una pena privativa de libertad de uno a cinco años: Adquirir, distribuir y revender derivados del petróleo, gas natural y sus fracciones recuperables, etanol etílico hidratado, gasolina y otros combustibles líquidos en formas que contravengan las establecidas en la ley.²²⁰

Asimismo, en el artículo 2 se establece que constituye crimen contra el patrimonio, en la modalidad de usurpación, producir bienes o explotar materia prima perteneciente a la Unión, sin autorización legal o en desacuerdo con las obligaciones impuestas por el título de autorización, mereciendo dicha conducta una pena privativa de libertad y multa. En el Inciso 1, se prevé la misma pena para el que sin autorización legal transporte, industrialice, tenga consigo, consuma o comercialice productos o materia prima, obtenidos de forma no prevista en la ley.

Aunque el mercado negro fue durante un periodo considerable el lugar donde se realizaban la mayor cantidad de transacciones comerciales de etanol, estas medidas coadyuvaban a ordenar el mercado reduciendo los riesgos de inversión en el sector agro-energético.

II.2.2.5. Desestructuración del PNA y mercado del etanol

Durante este periodo los bajos precios del petróleo y la crisis económica derivada de la acumulación de la deuda y los altos niveles de inflación, afectaron muchas de las políticas de promoción del etanol carburante y condujeron a la desestructuración del PNA. Con un entorno político más liberal el gobierno civil redujo el gasto público en muchos sectores económicos importantes como el sector de la agro-energía, donde se promovió la privatización y se marcó el inicio de la desregulación económica. El objetivo de control de la inflación fue una prioridad del gobierno, y muchas políticas, incluida la política energética, se subordinaron a este objetivo (Lehtonen, 2007).

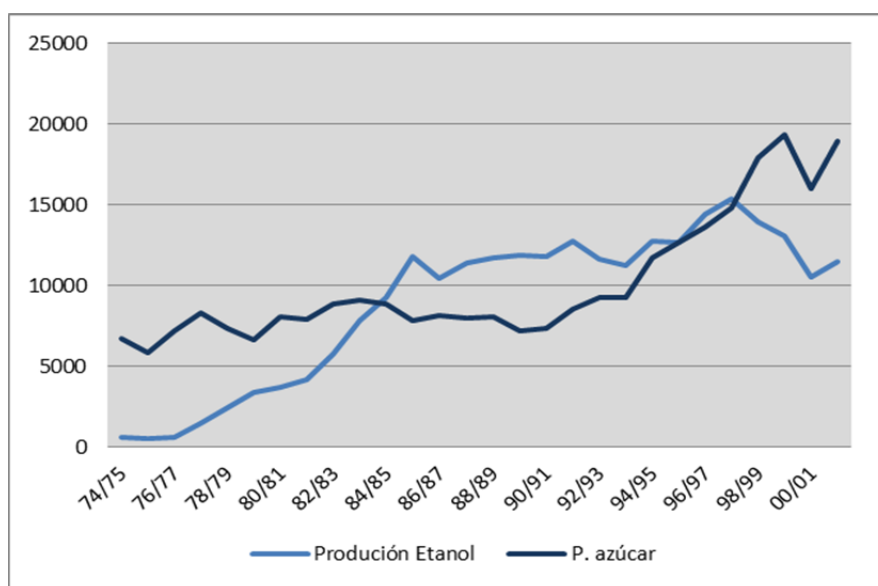
Asimismo, revirtiendo los patrones de crecimiento de la década anterior, el precio del petróleo presentó una considerable caída durante la segunda mitad de los años 1980s. La caída de los precios del crudo de petróleo desde la segunda mitad de los años 1980s, fue bastante desfavorable para la

²¹⁹ Ver: (Moraes, 2000)

²²⁰ Ver: Decreto 8176 de 1991: Define los crímenes contra el orden económico y crea el sistema de reservas de Combustibles

competitividad del etanol carburante. Los precios reales del petróleo cayeron notablemente, pasando a costar en términos reales en 1989, menos de la mitad del valor observado en 1980. Mientras que la producción nacional de petróleo había quedado estancada hasta un mínimo de 14,2 % en 1979; la producción nacional de petróleo aumentó, a partir de 1980, y dio un salto significativo entre 1982 y 1984, como resultado de la exploración de pozos en aguas profundas. Asimismo, desde la segunda mitad de lo 1980s, la producción autóctona de petróleo pasó a representar el 50 % del suministro de crudo en Brasil, mientras que las importaciones se habían reducido en un 60 %, en relación con los niveles de 1979. Como consecuencia, los gastos de divisas relacionados a las importaciones de crudo y derivados caerían marcadamente durante la década de los 1980s.²²¹

Gráfico II – 11: Variación en el uso de la caña de azúcar en el sector sucro-alcoholero



Fuente: Elaboración propia partir de Brasil MAPA (2013)

Al disminuir la dependencia en las importaciones, aumentó la resistencia del gobierno al aumento de la producción de etanol carburante. Esta situación diluyó una de las principales justificaciones de la intervención del Estado en el sector del etanol carburante: los altos costes de las importaciones energéticas. En el gráfico II-11 podemos ver el estancamiento de la producción de etanol desde la mitad de los 1980s y la recuperación de la producción de azúcar en los 1990s.

Es importante resaltar que cuando los precios del azúcar estaban en su nivel más alto, los empresarios se mostraron menos preocupados por la política estatal aplicada en el sector del alcohol, redirigiendo la agricultura de la caña hacia el incremento de la producción de azúcar y la reducción de la producción de alcohol, acentuando la escasez del biocarburante en el mercado. Esta actitud, aunque bastante racional para una perspectiva de corto plazo, tuvo consecuencias negativas en el largo plazo para el propio sector sucro-alcoholero, principalmente porque que el desabastecimiento del biocarburante impactó en la reducción de las ventas de vehículos VCEE y contrajo el mercado del etanol hidratado, lo que redujo la capacidad de diversificación de la producción del sector.

²²¹ Ver: (EPE-MME, última entrada febrero 2014)

En un contexto de caída de los precios del crudo en el mercado internacional, la reducción de los subsidios afectaría los precios que obtenían los productores por la producción de etanol carburante. En este contexto, el inicio de la desregulación del sector sucro-alcoholero en 1990, se produce en un momento en el que los precios aplicados al alcohol carburante estaban por debajo del costo de producción para una buena parte de la agroindustria, y donde la perspectiva de mercado en el largo plazo, se mostraba desfavorable, dada la notable caída de las ventas de vehículos a etanol.

II.2.3. Desregulación económica y crisis del mercado de biocarburantes durante los 1990s

Como hemos observado en el punto anterior, desde la segunda mitad de los años 1980s se inició un proceso paulatino de repliegue del Estado en la economía, suprimiéndose de forma gradual una serie de políticas e instrumentos característicos del modelo de alta intervención del Plan Nacional del Alcohol. El proceso de liberalización y privatización de muchos sectores de la economía Brasileña se reafirmó durante los años 1990s, y en el sector sucro-alcoholero, se inició con la disolución del IAA al principio de la década.²²² Una política económica grabada por la austeridad, el control de la inflación, así como los cambios institucionales hacia el libre funcionamiento del mercado y la libre competencia en sectores tradicionalmente intervenidos, habían conducido, en un primer estadio, a la reducción progresiva del apoyo público a las políticas de diversificación energética, y en un segundo estadio, a la desregulación de los precios en los mercados energéticos y agrícolas vinculados a la producción y el consumo de carburantes y biocarburantes.²²³

Este periodo se caracteriza por las políticas de liberalización de los precios en distintos sectores económicos, que antes eran fijados por el Estado, es decir, la etapa final de un proceso de transición hacia el funcionamiento más libre de los mercados, incluidos los mercados de productos energéticos y agrícolas. El gobierno brasileño trató de que los mercados funcionen sin la intervención del gobierno, pero principalmente que esto se dé al menor coste posible para los presupuestos del Estado. Como veremos, este objetivo no se alcanzó plenamente. Aun cuando el repliegue del Estado fue considerable, especialmente cuando lo comparamos con las primeras dos fases del PNA, la política de desregulación del sector sucro-alcoholero dio lugar a un tipo de re-regulación económica justificada en principios más cercanos a los fundamentos de la economía del bienestar (Baccarin, 2005).

Durante esta fase podemos observar una contracción progresiva del mercado de etanol hidratado en el mercado de carburantes. Tras la crisis de suministro del periodo anterior, la confianza en el suministro estable de etanol hidratado de los consumidores de vehículos de consumo exclusivo de

²²² Ver: Decreto 99.240/1990

²²³ Durante el gobierno de Collor de Mello se anunció la priorización de acciones enfocadas en aumentar la eficiencia y la productividad económica. En paralelo a la política de apertura de la economía brasileña al comercio exterior, que se imponía al modelo de sustitución de importaciones y proteccionismo industrial, y con la significativa desregulación de la economía nacional que condujera al ocaso de los monopolios de sectores como el azúcar, café, alcohol, trigo, entre otros, las privatizaciones ganarían prioridad en la agenda pública y aumentarían su alcance. Esta política quedó plasmada en el Programa Nacional de Desestatización, que permitía que las empresas privadas utilizaran para la compra del patrimonio público títulos de deudas vencidas de las empresas estatales, ver (Carneiro, 2002) y (Baccarin, 2005).

etanol se desvaneció y muchos optaron por adquirir vehículos a gasolina, en consecuencia las ventas de los vehículos VCEE se hundieron y con ellos el consumo de etanol hidratado. Esta crisis en el sector se extiende hasta los primeros años del siglo XX, cuando se reactiva la demanda de consumo tras la aparición de los vehículos flexibles en el mercado de automóviles brasileño.

Con la desregulación del sector sucro-alcoholero las expectativas en los mercados energéticos de carburantes alternativos eran menos favorables que las expectativas de negocio en los mercados agroalimentarios. Dado que el monopolio público sobre las exportaciones de azúcar había sido derogado, los precios del azúcar, la alta capacidad de producción brasileña y la contracción del consumo en el mercado de etanol hidratado, imponían muy fuertes incentivos para la salida del azúcar al mercado internacional. Además de los precios ventajosos en el mercado mundial, la competitividad del azúcar brasileño (a raíz de sus bajos costes de producción en relación con otros países exportadores), y el hecho de que las exportaciones de azúcar dejaran de ser monopolio público, fueron factores que estimularon las exportaciones al mercado internacional como alternativa a la crisis del etanol en el mercado nacional.²²⁴

A medida que el azúcar, pasó a ser exportado libremente, por las empresas y ya no por el Estado, el costo de producción se volvió un factor decisivo en relación con la competencia en el mercado externo. El desarrollo de las tecnologías de producción, resultado de esfuerzo público privado en años anteriores, incrementaron las ventajas comparativas de Brasil que se convertiría en el más grande exportador de azúcar a nivel mundial, aunque esto no acabaría con las crisis de sobreproducción sobreviniente y la caída de los precios del azúcar de finales de los 1990s (Da Costa, 2003).

La pérdida de interés gubernamental en la sustitución de la gasolina por etanol hidratado en un contexto de bajos precios del petróleo, y la reconfiguración progresiva de la regulación del sector y el detrimento del mercado interno de biocarburantes como consecuencia de la crisis de abastecimiento de etanol, promovieron en el sector sucro-alcoholero el incremento de la producción de azúcar y el incremento de las exportaciones. Como consecuencia de estos cambios en los mercados conexos, se produjo una marcada caída de la producción de etanol hidratado durante los años 1990s.

II.2.3.1. Proceso de liberalización de precios del etanol durante los 1990s

El comienzo de la desregulación del sector sucro-alcoholero en 1990 se dio justamente en un momento en el que los precios pagados a los productores de etanol carburante se fijaban por debajo de su coste de producción para una buena parte de las industrias, en un contexto donde las perspectivas del mercado a mediano y largo plazo, habían sido afectadas negativamente por la caída de las ventas de los vehículos de consumo exclusivo de etanol (ver Gráfico II-10).

Entre 1995 y 2002, la política de sustitución de gasolina por etanol dejó de ser una prioridad estratégica para el gobierno, en un contexto donde las preocupaciones estaban concentradas en el

²²⁴ De acuerdo con Szmrecsányi (1991), muchos productores redujeron deliberadamente su producción de etanol o dejaron de entregarla a PETROBRAS para pasar a comercializarla directamente con las estaciones de servicio del mercado interior. En el caso de los ingenios con destilerías anexas de etanol, el alto coste de oportunidad de producir etanol en un mercado internacional con mejores precios para el azúcar, desincentivó la producción de alcohol.

control de la inflación y en los cambios institucionales en el área fiscal, cambiaria y monetaria. La pérdida de interés gubernamental y la desregulación del sector, sumadas al detrimento de confianza de los consumidores en los vehículos VCEE, como consecuencia de la crisis de abastecimiento de etanol carburante, resultaron en una fuerte contracción de la producción de etanol hidratado que pasó de alrededor de 9,7 billones de litros en la zafra 1997/1998 a 4,9 billones de litros en 2001/2002.²²⁵

II.2.3.1.1. La gradual liberación de precios en el sector sucro-alcoholero

En el marco de una política económica neoliberal, los primeros intentos de liberalización de los precios en el sector sucro-alcoholero se darían en el sector de la producción, cuyos precios estaban fijados por el Estado desde los inicios del PNA. Desde los inicios del PNA hasta 1997, los precios recibidos por los productores de etanol fueron determinados por el Gobierno federal. Con la nueva política agro-energética, los precios del etanol anhidro fueron liberalizados desde mayo de 1997 y para febrero de 1999 también lo fueron los precios del etanol hidratado.²²⁶

El proceso de liberalización no fue inmediato, por el contrario se trató de un lento y parsimonioso proceso de cambio que trataba de evitar un abrupto shock para la industria sucro-alcoholera. Así, las razones de las postergaciones de la efectividad de la liberalización se justificaron legalmente en realizar un amplio diagnóstico del sector sucro-alcoholero para poder corregir los déficits estructurales, para evitar una fuerte presión negativa sobre los precios, dada la elevada cantidad de reservas de alcohol y para profundizar la discusión sobre la comercialización de la caña de azúcar en un régimen de precios liberados.²²⁷

Ya en el año de 1991 por medio de la Ley N° 8178 se establecieron nuevas reglas de los precios sectoriales y mediante la Ordenanza N° 463 del MF del mismo año, se declara un nuevo régimen con precios liberados para la venta de la producción de los ingenios. A pesar de este temprano intento, la liberalización específica de los precios en el sector sucro-alcoholero tomó mucho más tiempo en comparación con otros sectores económicos, donde la liberalización de precios fue más expeditiva. Esto en gran medida por el arraigo de esta política en regiones productoras que temían que el repliegue del Estado haga colapsar sus cuotas en el mercado nacional, como la región productora del Noreste, así como otros estados menos competitivos.

Posteriormente, en 1995 mediante Ordenanza MF N° 189-1995 del Ministerio de Hacienda, se liberalizaba el precio del azúcar con excepción del tipo estándar. El año siguiente, mediante Ordenanza MF N° 64-1996, se declaró la liberalización de los precios de la caña de azúcar desde 1997, así como del azúcar estándar. Finalmente con las Ordenanza MF N° 294 de 1996 se liberaban los precios de venta del etanol producido en los ingenios, estableciendo un calendario escalonado para su liberalización, en el que se establecía que el precio del etanol anhidro quedaría liberalizado

²²⁵ Ver: (Strapasson, Lima, & Caldas, 2011)

²²⁶ Ver: (Goldemberg, Teixeira, & Már, 2004)

²²⁷ "Para el Ministerio de Industria, Comercio y turismo, la liberalización de precios, sin un mecanismo tributario que soporte los precios del etanol carburante, perjudicaría sensiblemente a los productores y consumidores de este producto, dado que implicaría un aumento del 25 % sobre el precio final del carburante, un incremento drástico para los 4,3 millones de consumidores y una reducción del 70 % de las actividades del sector que conllevaría la pérdida de 560000 puestos de trabajo. Ver: (Moraes, 2000)

desde mayo del 1997 y en el caso del etanol hidratado y los demás productos después de mayo del 1998.

Con la Ordenanza Nº 292 de 1996 del Ministerio de Hacienda se liberalizaron los precios de la gasolina y de las mezclas con etanol anhidro, así como los precios del etanol hidratado, tanto para su comercialización en el mercado mayorista como en el minorista. Además también quedaron liberalizados los precios de los fletes y márgenes de distribución y reventa de estos carburantes.²²⁸

Posteriormente mediante Ordenanza Nº 275 de 1998, el MF postergaba una vez más la liberalización de precios del etanol hidratado hasta el 1 de febrero de 1999, casi 8 años después del inicio del proceso de liberalización de los precios iniciado por la Ley 8178 de 1991. La dilatación en la aplicación inmediata de la liberalización de precios se justificaba por sus efectos sobre la reducción de los ingresos de los productores y en las presiones inflacionarias en los precios.²²⁹

Es posible que tras décadas de rígida intervención en el sector y dirigismo económico por parte del Estado, el gobierno liberal haya tratado de reducir los potenciales impactos negativos de la liberalización de precios sobre el sector sucro-alcoholero mediante la dilación de una efectiva liberalización. Aunque mantener el régimen de fijación de precios hasta 1999 no significó un real incremento de la renta de los operadores del sector, dado que los precios eran fijados por debajo del coste estimado de producción, la prolongación de estas medidas evitó someter a los productores de etanol a precios de mercado aún más bajos que los fijados por el gobierno. (Moraes, 2000)

II.2.3.1.2. Liberación y reorganización industrial

Con la liberalización de los precios de los carburantes, del etanol anhidro y de las mezclas para el consumo, la competitividad del etanol carburante frente a la gasolina se convirtió en un factor determinante para la industria, por lo que muchas medidas se enfocaron a reducir los costes a lo largo de la cadena de producción del biocarburante, mediante la reorganización industrial y el desarrollo tecnológico. Este fue el caso de la región productora del centro sur brasileño. Los que no pudieron hacerlo quedaron marginados del mercado. Este fue el caso de la región productora del Norte-noreste más dependiente de los subsidios y ayudas estatales.²³⁰

Hasta la cosecha 1996/1997, la comercialización de etanol carburante funcionaba formalmente en una mesa de comercialización del Gobierno Federal que arbitraba el precio que se pagaba por el etanol hidratado y anhidro. Los suministradores eran las plantas y destilerías que se organizaban y ofertaban el etanol a través de sus sindicatos. Los compradores eran las grandes distribuidoras de carburantes (altamente concentradas hasta 1995) y organizadas en torno al SINDICOM. Con el precio establecido previamente por el gobierno, se determinaba la cantidad anual que cada agroindustria tenía que suministrar a cada distribuidora. Entre la liberalización del etanol anhidro en 1997 y del

²²⁸ En los años posteriores al desarrollo de la competencia en las distintas fases de la cadena de valor del etanol carburante, los beneficios fiscales derivados de la exención del IVA fueron objeto de disputas, en tanto que los productores reclamaban este mismo beneficio que los distribuidores detentaban desde algunos años. Finalmente el incentivo fue extinguido y el Etanol hidratado quedó libre del CIDE, mientras que el etanol anhidro fue liberado del CIDE y del ICMS (IVA). Ver: Macedo y Nogueira (2004)

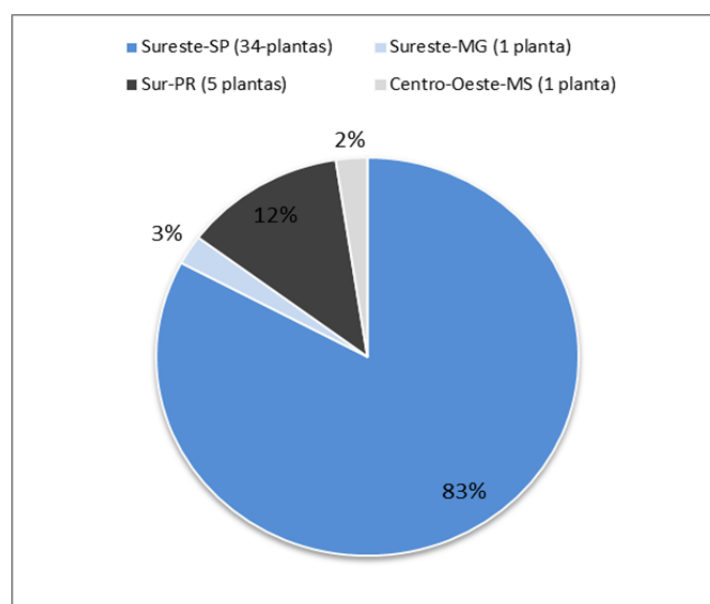
²²⁹ Ver: (Moraes, 2000) y (Macêdo, 2011)

²³⁰ Ver: (Da Costa, 2003)

etanol hidratado en 1999, se dieron algunos cambios en el comportamiento de los operadores del mercado (Baccarin, 2005).

Con la liberalización de los precios, las instalaciones de producción de etanol, aun en el Estado de São Paulo, donde las destilerías eran más eficientes, solamente eran competitivas con el petróleo a un nivel de precios mayor a US\$ 30/barril. Como respuesta a la desregulación del sector, en 1997 los productores del sector sucro-alcoholero de São Paulo constituyeron una nueva asociación, “La Unión de la Agroindustria de la caña de azúcar de São Paulo (UNICA), que aglutinaba diversas entidades del sector sucro-alcoholero que tenían como objetivo fundamental unificar a los productores para enfrentar las dificultades emergentes de la desregulación y fortalecer su representación política, en un nuevo ambiente reconfigurado por el gobierno hacia la competencia y la liberalización (Macêdo, 2011).

Gráfico II – 12: Localización de las plantas de los 10 grupos más grandes de la industria sucro-alcoholera. Cosecha 2004-2005



Fuente: Elaboración propia partir de (Macêdo, 2011)

Con el fin de reducir los costes de transacción entre industriales y suministradores de caña de azúcar, los agentes económicos involucrados en la cadena de producción se agruparon en el CONSECANA SP (Consejo de Productores de Caña de Azúcar y Alcohol) en 1999, para gestionar más eficientemente el sistema de precios y organizar los intereses de las partes dentro de una dinámica de mercado liberalizado, determinando el precio a pagar por la caña de azúcar a los agricultores. Constituido por la Organización de Productores de Caña de la Región Centro Sur de Brasil (ORPLANA) y la UNICA, la CONSECANA se encargaría de establecer los criterios para la remuneración de los suministradores de caña de azúcar, que estaría basado en un coeficiente de la cantidad de azúcares totales recuperables con precios vinculados a los precios en el mercado doméstico e internacional.²³¹

²³¹ De acuerdo con (Moraes, 2000), luego de la desregulación del sector sucro-alcoholero, los productores se enfrentaron con un nuevo problema en el mercado del etanol derivado de la alta concentración en el mercado de la distribución de combustibles. Para el año 2002, un oligopsonio de 136 empresas controlaban coordinadamente las compras de etanol, reduciendo su precio y afectando de esta manera a los más de 300 distribuidores del biocarburante. Ante esta situación el Consejo Administrativo de Defensa Económica aplicó

Asimismo se diseñaron grupos técnico-económicos para la evaluación de la calidad de la caña, así como un sistema de solución de controversias de carácter arbitral, instituido en la Cámara de Juicio Arbitral de la Bolsa de Mercaderías y Futuros. El sistema fue replicado posteriormente en otros Estados²³²

De acuerdo con (Macêdo, 2011), el proceso de liberalización y desregulación económica en el sector sucro-alcoholero durante los años 1990s, permitió expandir la capacidad productiva de la industria de la caña de azúcar y favorecer la demanda energética de etanol carburante desde inicios de la década del 2000. Además permitió que la producción se concentrara en la región centro sur del Brasil (liderada por São Paulo), la que incrementó su cuota de mercado en la producción de caña de azúcar, como producto, entre otras decisiones estratégicas, de la reorganización de la capacidad industrial mediante operaciones de fusiones y adquisiciones, así como nuevas construcciones (*greenfields*). La inversión extranjera en el sector también se incrementó, así como la emergencia de otros grupos industriales. De acuerdo con el autor estos factores incrementaron la profesionalización del sector de la caña de azúcar, permitiendo un considerable crecimiento de la producción.

La liberalización de todos los precios del sector a partir de 1999 tuvo efectos directos en la competitividad y en la coordinación de la cadena de valor de la caña, el azúcar y el alcohol. Esto determinó una nueva dinámica en la industria sucro-alcoholera de Brasil, que se expandió en la región Centro-Sur (región que presentaba mayores niveles de eficiencia productiva industrial y agrícola y un mercado más desarrollado) en desfavor de la región Noreste, que luego de la desregulación se vio seriamente afectada por la competencia de la producción de las otras regiones. Esto puede observarse en el gráfico II-12.

II.2.3.2. Medidas de apoyo al sector durante la liberalización del mercado

El Estado, a pesar de liberalización y repliegue en del sector del etanol, desplegó una serie de iniciativas regulatorias para garantizar un nivel mínimo del funcionamiento del mercado.

Los bajos precios del etanol carburante desincentivaron la producción, agravando el déficit de suministro para el mercado interno. Con el desabasteciendo de las bombas, se afectó la demanda de consumo y se acentuó la reducción progresiva de la flota de vehículos a etanol, lo que finalmente contraería en mercado. Las soluciones posibles para el sector del etanol carburante en un contexto liberalizado de los mercados, vendrían dadas por un eventual incremento en los precios del petróleo, o por una reducción del costo de producción del etanol carburante, y evidentemente, por una combinación de ambos factores. Dado que ninguna de estas condiciones se dio en la magnitud necesaria, el gobierno adoptó, durante todo el período 1990 a 2002, medidas tendientes a mantener

la regulación de protección de la competencia al mercado del bioetanol, a fin de controlar el comportamiento estratégico de los agentes de distribución y garantizar el libre funcionamiento del mercado. Es posible que esto haya conducido posteriormente a institucionalizar las demandas del sector sucro-alcoholero en un órgano público, que velara por la convergencia entre los intereses comunes entre los operadores del sector y el Estado.

²³² Ver: (Da Costa, 2003)

en lo posible el consumo de etanol, tratando de incrementar en la medida de lo posible su competitividad frente a la gasolina. Esto significó que aunque los precios se liberalizaran gradualmente, el Estado todavía mantenía cierto nivel de intervención en el mercado de carburantes, que daría lugar años más tarde al modelo regulatorio actual. Aun con estas nuevas ayudas, el nivel de producción de etanol hidratado cayó drásticamente (Baccarin, 2005).

II.2.3.2.1. Incremento de los mandatos de mezcla

Con la pérdida de la confianza de los consumidores en el suministro de etanol, la presencia en el mercado de vehículos de consumo de etanol carburante (VCEE) se desvaneció en favor de los vehículos de consumo de gasolina. La recomposición de la cuotas de los artefactos de consumo energético en el transporte, y el consecuente condicionamiento de la preferencias de los consumidores finales por los carburantes de automoción, no solamente redujeron la demanda de etanol hidratado en el mercado, sino que incrementaron considerablemente el consumo de gasolina. Sin embargo, estas condiciones también posibilitarían la recuperación del consumo de etanol anhidro. Si la demanda de gasolina se expandía, un incremento de los mandatos obligatorios de mezcla podría recuperar, mediante el consumo de etanol anhidro, parte del mercado perdido por el etanol hidratado. El gobierno actuó entonces en este sentido, e incrementó los mandatos de mezcla de gasolina con etanol anhidro.

Para 1997, cuando la regulación del precio de producción fue abolida, el etanol había perdido gran parte de su nicho de mercado. Pero esto no significaba su salida total del mercado de combustibles, dado que conformaba una parte integral de la cadena de valor de los combustibles líquidos. Al final de los 1990s, los mercados del etanol anhidro y del etanol hidratado fueron progresivamente liberalizados y esto contribuyó a la reducción de la producción de etanol hidratado, que ya estaba en pleno declive tras la pérdida del mercado del VCEE y de la confianza de los consumidores finales. Sin embargo, los mandatos de mezcla de gasolina con etanol anhidro permanecieron vigentes, siendo una de las pocas medidas expansivas que adoptó el gobierno para incrementar el consumo de etanol.²³³ En 1998 el gobierno adoptó la Medida provisional Nº 1662 que dispuso el aumento del porcentaje de etanol anhidro en la mezcla carburante de un 22 % a un 24 % en todo el territorio nacional. Cuando en el año 2000 los precios del petróleo alcanzaron niveles por encima de los \$30/barril, la competitividad del etanol carburante en el mercado de combustibles se recuperó. Ante esta circunstancia, el Gobierno Brasileño incrementó el nivel de mezcla para el gasohol al 25 % en volumen y consiguió una reducción de los excedentes de las reservas de etanol (Macêdo, 2011).

II.2.3.2.2. Pagos a los productores

En 1999, el coste de producción de etanol continuaba siendo superior que el de la gasolina producida con petróleo importado a un nivel de precios por debajo de los US\$ 20 por barril, menos de la mitad de los precios internacionales de 1980 cuando fue lanzada la segunda fase del PNA. Esto ilustra una de las principales causas de las dificultades económicas que enfrentaba el programa en esta fase: La cantidad de caña de azúcar destinada a la producción de etanol dependía en gran medida del nivel de precios del azúcar en el mercado internacional y dado que la desregulación de

²³³ Ver: (Goldemberg, Teixeira , & Már, 2004)

esta etapa había permitido una mayor flexibilidad en el uso de la caña de azúcar, tanto para la producción de azúcar como para la producción de etanol, el coste de oportunidad de producir el biocarburante aumentó significativamente, reduciéndose la producción y el suministro doméstico del carburante (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, 2011).

Por medio de la Resolución CIMA Nº 10 de 1999, la ANP se encargaría de aplicar unos pagos de 0,0450 reales por litro de alcohol, que eran efectuados directamente o mediante convenios con los Estados en donde se localizaban las empresas productoras. Asimismo se determinaba que la PETROBRAS pagaría R\$ 360 por metro cúbico del producto, muy por encima de lo que las distribuidoras pagaban (R\$180 por metro cúbico), estableciéndose además un pago temporal de apoyo para productores en algunos Estados.

Posteriormente el CIMA ordenó la revocación de estos pagos y recomendó a la ANP la elaboración de estudios para fijar nuevos valores para los pagos, fundamentados en el mantenimiento de los precios del etanol anhidro carburante y solamente en lo referente a los costes de la caña de azúcar. El apoyo del gobierno era menor de lo esperado y los principales sectores afectados presionaron al gobierno para restablecer las medidas del PNA.²³⁴

La disminución de los precios pagados a los productores de etanol no detuvo el uso de los factores de producción en las empresas. El capital concentrado en la mejora y la ampliación de las destilerías existentes, las mejoras de las especies de caña, y en el uso de la tierra para la ampliación de los cultivos, contribuyó significativamente a crear economías de escala en la producción del etanol carburante. Hacer de la producción de etanol una actividad lucrativa, garantizó la presencia y la permanencia de muchos productores en la cadena de valor del etanol. Además, los productores fueron favorecidos en unas ocasiones con la compra de las cantidades producidas y en otras a través de precios fijados favorablemente, con el fin estabilizar el mercado. (Puerto Rico J. , 2007)

II.2.3.2.3. Ayudas a la comercialización de etanol hidratado carburante

Como hemos mencionado, aunque los precios del etanol hidratado fueron liberalizados en el año 1999 eso no significó un repliegue total de la acción estatal sobre el mercado del etanol hidratado, esto especialmente ante la situación crítica del mercado. Mientras que el etanol anhidro podía sobrevivir con el uso de instrumentos de mandato y control, como las obligaciones de mezclas, la ayuda al sector del el etanol hidratado era más compleja y costosa, no solamente por la influencia sobre la política energética de un periodo de bajos precios del petróleo, sino también por la crisis de la demanda de vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado en que se asentaba su demanda. El gobierno estableció entonces, en el marco de su política de corte liberal, una serie de medidas para favorecer la comercialización del etanol carburante.

²³⁴ De acuerdo con (Moraes, 2000) los representantes de las agroindustrias, de los agricultores de caña de azúcar, de las prefecturas de las ciudades productoras de caña, los trabajadores rurales e industriales y del gobierno de los estados afectados, se organizaron para presionar al gobierno en cuanto a una definición de la política de utilización del etanol carburante, el establecimiento de incentivos fiscales para favorecer la demanda de vehículos, la adopción de etanol anhidro como aditivo del petróleo diésel, el control del gobierno sobre la evasión fiscal en el mercado de combustibles y la garantía de paridad de precios del etanol y la gasolina. En suma los actores del sector buscaban el pleno restablecimiento del PNA, asegurando para esto la competitividad del etanol con la gasolina.

Aun con la liberalización de los precios y la desregulación, una serie de medidas fueron establecidas para reactivar la comercialización de este producto. Las acciones fueron expedidas por el CIMA, institución que por su organización política y objetivos, era la más comprometida en tratar de solucionar los problemas del sector sucro-alcoholero durante el proceso de desregulación. En la tabla II-3 se pueden observar algunas de las medidas adoptadas por el Consejo Interministerial del Azúcar y el alcohol (CIMA), a fin de regular la salida de la producción de etanol hidratado y su comercialización en el mercado.

Tabla II- 3: Medidas para favorecer la comercialización del etanol hidratado

Resolución CIMA Nº 1 4/2/98	Se autoriza a PETROBRAS a adquirir 90 millones de litros de etanol hidratado producidos por la región Noreste con recursos del FUP
Resolución CIMA Nº 3 17/8/98	Provee R\$ 200 millones de reales provenientes del FUP para cubrir el costo de almacenamiento de 600 millones de litros de etanol hidratado carburante, mediante contratos de financiamiento.
Resolución CIMA Nº 4 17/8/98	Autorizaba a PETROBRAS a adquirir 500 millones de litros de etanol hidratado producidos en la región Centro-sur, mediante el uso de la PPE, con el fin de mantener reservas de etanol que sirvan para regular su reasignación en el mercado interno de acuerdo a un cronograma determinado.
Resolución CIMA Nº 10 1/2/99	Establece criterios para la distribución de las compras públicas entre las agroindustrias sucro-alcoholeras, establece un precio de compra de R\$ 0,36 por litro de etanol hidratado.
Resolución CIMA Nº 11 5/3/99	Se autorizó la compra de 300 millones de litros de etanol etílico hidratado a cargo de la PPE.
Resolución CIMA Nº 12 5/3/99	Incorpora un sistema de subastas públicas para la adquisición por parte de PETROBRAS de etanol hidratado destinado a las reservas estratégicas.
Resolución CIMA Nº 17 29/11/99	Se autorizaba la venta de las reservas estratégicas de etanol hidratado acumuladas durante este periodo por PETROBRAS.
Resolución CIMA Nº 19 2/12/99	Las ventas de etanol hidratado serían realizadas mediante subastas públicas por el Sistema electrónico de subastas del banco de Brasil, bajo la coordinación del Ministerio de Agricultura, ganadería y fomento.

Fuente: Elaboración propia a partir de CIMA varias resoluciones

Sin embargo, el gobierno no trató de reactivar la demanda de etanol hidratado. Como hemos señalado, desde la tercera fase del PNA la crisis de producción de etanol fue impactado negativamente en la demanda del biocarburante, lo que quedó reflejado especialmente en las ventas de vehículos VCEE, que decayeron significativamente en toda la década de los 1990s, trayéndose abajo el consumo interno del etanol hidratado. Los subsidios al consumo de vehículos VCEE no alcanzaron escala federal y solo los Estados con más recursos como São Paulo, pudieron establecer ciertas ayudas para favorecer la adquisición de esta clase de vehículos en un intento de reactivar la demanda del biocarburante.²³⁵

²³⁵ Por ejemplo, por medio de la Ley Nº 10355 de 1999, el Estado de São Paulo (El mayor productor de azúcar y etanol de Brasil) instituyó algunas ayudas para los nuevos propietarios de vehículos VCEE. La norma establecía que los propietarios de vehículos automotores nuevos, que funcionen exclusivamente con etanol y que sean adquiridos en el periodo comprendido entre la publicación de la ley (26 de agosto 1999) y el 31 de diciembre del mismo año, quedaban exentos del pago del Impuesto sobre la Propiedad, de los Vehículos Automotores IPVA, en los ejercicios de 1999 y 2000.

II.2.3.2.4. Evolución de la política de subsidios cruzados de PETROBRAS

Mientras la PETROBRAS detuvo el Monopolio de refino de petróleo pudo subsidiar el precio del etanol carburante. Con la liberalización y extinción del monopolio, la política de subsidios cruzados, conforme había sido aplicada durante el PNA, también se extinguió. Bajo la nueva política energética se liquidaron las cuentas del petróleo, del etanol y de los derivados. Asimismo a través de la Orden Interministerial Nº 3 de 1998 se revocaron el FUP y el FUPA, creándose una Partida del Precio Específico (PPE) para amortiguar las diferencias entre costes y precios. Esta partida serviría para equilibrar el precio real de facturación de todos los productos entregados a los distribuidores y los costes reales de PETROBRAS para todos los productos. Con el desarrollo del proceso de liberalización, la recolección del PPE no reflejaba el nuevo modelo de la industria, porque el PPE solo era aplicable a PETROBRAS, debido a que en el proceso de transición la empresa pública todavía mantenía el monopolio sobre la importación de derivados.²³⁶

Hasta la liberalización del etanol hidratado en 1999, varias formas de control de precios para los pagos a las destilerías fueron usadas para subvencionar el coste del etanol carburante. Las últimas funcionaban mediante una tabla de precios de compra en las destilerías. Además para mejorar la competitividad con la gasolina se dejaba de recaudar el Impuesto sobre la Circulación de las Mercaderías y Servicios (ICSM) por las distribuidoras. Dado que el impuesto era estadual, los Estados eran resarcidos posteriormente por el Gobierno Federal con cargo a las cuentas del FUP o del PPE. El gobierno finalmente institucionalizó la política de subsidios cruzados en un tributo especial conocido como la Contribución de Intervención en el Dominio Público (CIDE), que recae sobre la importación y comercialización de petróleo y productos petrolíferos, así como otros combustibles fósiles como el gas natural y sus derivados como el MTBE o el ETBE. (Da Costa, 2003)

II.2.3.2.5. Subsidios para la equiparación de los costes de producción de la caña de azúcar

Como hemos en el caso del recorte de los subsidios durante la desestructuración del PNA, la desregulación del sector durante este periodo, tuvo un mayor impacto en los productores del sector sucro-alcoholero de las regiones menos competitivas, principalmente para los del Norte-noreste brasileño. Muchos productores de caña se vieron perjudicados por la desregulación.

Dada la desregulación de precios de la caña de azúcar, y en vista de que la producción de esta materia prima estaba destinada principalmente a la obtención de azúcar y etanol, el precio de la caña de azúcar estaba vinculado totalmente a los precios de sus dos productos principales (azúcar y alcohol). Por lo que los productores de caña se vieron afectados por los bajos precios de los productos, especialmente los productores del noreste, que reclamaban una intervención más intensa y mayores ayudas al sector en la región.²³⁷

La respuesta del Estado para favorecer a la región con ayudas a la producción de caña fue modesta y restringida. En este periodo, los subsidios para la equiparación de coste de producción entre el norte-noreste y el Centro-Sur fueron redefinidos por el CIMA, mediante un nuevo programa para la equiparación de costes implementado desde 1998. Con la Ordenanza 275-1998 del MF, se

²³⁶ Ver: (Benavides , 2012) y (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010)

²³⁷ Ver: (Da Costa, 2003)

retomaron los pagos adicionales directos para la producción de caña de azúcar para la región Norte-Noreste, que estuvieron fijados en R\$ 5,07 por tonelada de caña. Los recursos para financiar los costes de producción se obtendrían mediante la Parcela de Precio específica (PPE), proveniente de la comercialización de los derivados del petróleo.²³⁸

Los productores de la región Centro-sur, por el contrario, no recurrieron al Estado en búsqueda de mayores ayudas, sino que se organizaron para establecer un nuevo método de valoración del precio de la caña de azúcar que beneficiara al sector en la región. En 1998 fue creado por los representantes de la Organización de Plantadores de Caña del Estado de São Paulo (ORPLANA) y de la Unión de la Agroindustria de Caña de Azúcar de São Paulo (UNICA), un nuevo modelo para la determinación de los precios de la caña de azúcar. Este modelo establecía un criterio de calidad de la materia prima para la determinación de precios, fijado por la cantidad de azúcar recuperable y ponderando el precio de la caña de a los precios del azúcar y del etanol en el mercado interno e internacional.²³⁹

En relación con otros tipos de ayudas y subsidios, en general, la respuesta del gobierno a las reclamaciones por la desregulación del sector fue exigua y las pocas medidas que se adoptaron tuvieron un modesto impacto en el sector.²⁴⁰

II.2.3.3. Descentralización y nueva gobernanza para el sector energético y el etanol carburante

En este proceso de liberalización de sectores estratégicos de la economía, se estableció un nuevo marco institucional para la gobernanza del sector energético y dentro de este el sector del etanol carburante. Se puede observar que en la nueva política energética, la dimensión medioambiental y la seguridad energética, son preocupaciones cuyos objetivos, se entiende que deben ser alcanzados en el marco de una economía de mercado, alejada de la planificación estatal observada en los modelos anteriores de intervención en el sector. En 1997 se promulgó la Ley Nº 9478 que dispone sobre la Política Energética Nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo y la

²³⁸ Con la Resolución CIMA Nº 10 de 1999, se autorizaba a la ANP a utilizar recursos derivados de la cuenta de los derivados y del alcohol, para mantener los subsidios a la equiparación de costes en los Estados de Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Rio de Janeiro y Tocantins. Con la resolución CIMA Nº 16 de 2000 se autorizaba a la Agencia nacional del Petróleo ANP a utilizar recursos recaudados de la PPE, hasta un monto total de R\$ 186,7 millones de reales para dar continuidad a la equiparación del costes de la caña de azúcar entre los Estados de la región Noreste. Posteriormente, con Resolución CIMA Nº 20 del 2000 se autorizaba a transferir R\$ 30,396 millones para la equiparación de costes de producción de caña de azúcar en los Estados del Noreste.

²³⁹ Ver: (Moraes, 2000)

²⁴⁰ Con la Ley Nº 9660 de 1998 se estipulaba que cualquier adquisición o sustitución de vehículos leves de uso oficial en general, solamente podía ser realizada con la compra de unidades movidas con carburantes renovables. Esta ley conocida como la Ley de la Flota verde buscaba incentivar el consumo del carburante a nivel institucional para demostrar la vigencia del etanol carburante como alternativa renovable a la gasolina. Ver: Ley 9660 de 1998. Dispone la sustitución gradual de la flota oficial de vehículos y da otras providencias. Asimismo se autorizaba, por medio de Resolución CIMA Nº 11 de 1999 a la ANP a probar la experimentación de factibilidad de las mezclas de etanol con petróleo diésel, en una proporción de 3 % de etanol anhidro en mezcla. Estas medidas se aplicaron en algunas ciudades como Curitiba. Finalmente se prohibió.

institución del Consejo nacional de Política Energética y la Agencia nacional del petróleo. Estas instituciones son clave para entender el nuevo modelo energético brasileiro adoptado con el cambio normativo. Este nuevo marco institucional establecía que las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía debían apuntar entre otros objetivos a:

- Proteger los intereses del consumidor en cuanto al precio calidad y oferta de los productos,
- Proteger el medioambiente y promover el ahorro energético,
- Garantizar el suministro de los derivados del petróleo en todo el territorio nacional, de acuerdo a lo establecido en la constitución Federal,
- Utilizar las fuentes de energía alternativa, mediante el aprovechamiento económico de los insumos disponibles y de otras tecnologías aplicables,
- Promocionar la libre competencia,
- Atraer la inversión para la producción de energía,
- Ampliar la competitividad del país en el mercado internacional.²⁴¹

La reestructuración del marco institucional llevó a la creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), encargado de desarrollar las grandes directrices de la política energética a nivel nacional, el comercio internacional de productos energéticos, así como el funcionamiento del SINEC, estableciendo el marco general sobre el que se regularía el mercado de los biocarburantes.

La liberalización del mercado, impactó en la segmentación del mercado que afectaba las políticas y además trajo consigo una serie de conductas delictivas relacionadas con la compra-venta de etanol carburante, como la adulteración de productos o la evasión fiscal entre otras. Durante este proceso hubo tres formas de comercialización de etanol carburante. La primera funcionaba en la mesa de comercialización del gobierno federal, con mayores precios y poca demanda (SINDICOM), representando el 19 % del mercado. La segunda, funcionaba por medio de las medidas cautelares interpuestas en el poder judicial para la ejecución, a precios intermedios, de los contratos previos entre los agroindustriales y las distribuidoras del SINDICOM, representando el 42 % del mercado. La tercera, de carácter informal y con características de mercado spot, representaba el 38 % del mercado y negociaba precios muy por debajo de los fijados por el gobierno Federal.²⁴²

Asimismo, con la liberalización del mercado de carburantes, la adulteración de los productos como el petróleo diésel, la gasolina y el etanol carburante, así como la evasión fiscal afectaron el funcionamiento del mercado. Ese nuevo marco regulatorio también era una respuesta del Estado ante en desarrollo de un mercado clandestino de etanol a través del establecimiento de multas, confiscación de bienes y productos, suspensión de licencias de funcionamiento y revocación de las autorizaciones para el ejercicio de la actividad.²⁴³

²⁴¹ Ley Nº 9478 de 1997: Dispone sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, Instituye el CNPE y LA ANP.

²⁴² Ver : (Moraes, 2000) y (Da Costa, 2003)

²⁴³ Los cambios en la legislación generaron algunas lagunas jurídicas que muchas empresas aprovecharon (mediante la interposición de medidas cautelares) para conseguir las autorizaciones de funcionamiento y operar en el mercado sin obtener la licencia de la ANP. Las medidas cautelares también permitieron que los operadores sin licencia disminuir o aumentar la cuota de retirada de las refinerías y también para la adquisición de carburantes sin el pago de impuestos. Esta evasión fiscal se daba: Durante la venta directa de las plantas y destilerías de etanol a revendedores no autorizados por la ANP. Se evadían así, impuestos Estaduales y Federales; Cuando se registraba una operación de comercialización de etanol como inter-estadual, cuando que de hecho era intra-estadual, con lo cual se pagaba una alícuota menor del impuesto

Ante la situación del mercado tras el proceso de liberalización y desregulación, se creó la Agencia Nacional del Petróleo “ANP”, con competencia para la fiscalización y regulación de las actividades de exploración, producción, refino, transporte, distribución, reventa, importación, exportación, de petróleo, sus derivados y el gas natural. Posteriormente, mediante la Ley N° 9847 de 1999 se incluirían entre sus competencias la regulación de los biocarburantes.²⁴⁴

Finalmente, otro cambio institucional que afectó el mercado de etanol hidratado y de otros carburantes fue la caída de la exclusividad del monopolio de la PETROBRAS. Tras 41 años del monopolio público de PETROBRAS en las actividades de explotación y producción de petróleo y gas, en 1995 el Congreso Nacional aprobó la Enmienda constitucional N° 9 que flexibilizó el monopolio en el sector de los hidrocarburos. Antes de esta reforma, las actividades que no constituían monopolio de la PETROBRAS eran solo la distribución y la reventa de combustibles, además del refino para algunas empresas privadas establecidas antes de 1953, fecha en que se constituyó la “NOC”. Esta enmienda permitía a la Unión contratar con empresas estatales o privadas en la modalidad de concesión, con el fin de llevar a cabo actividades de explotación de hidrocarburos de la cadena de valor. Esta norma también fue plasmada en el artículo 3 de la ley N° 9478. La ley reconocía como propiedad de la Unión los hidrocarburos comprendidos en el territorio nacional. Establecía además que las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos constituían monopolio de la Unión, sin embargo se permitía a las empresas, por medio de actos administrativos de concesión y autorización, realizar dichas actividades, las mismas que serían reguladas y fiscalizadas por el gobierno.²⁴⁵

Otro cambio institucional de importancia clave para el sector de los biocarburantes, fue la reincorporación de un órgano que representase los intereses del sector en el propio Estado (como antes fue el IAA). Después de varios años de la disolución del IAA en 1990, se crea mediante el Decreto S/N del 21 de agosto de 1997, el Consejo Interministerial del Azúcar y el Alcohol (CIMA). Su función principal era deliberar sobre las políticas relacionadas con las actividades del sector sucro-alcoholero considerando los siguientes aspectos:

La adecuada participación de los productos de la caña de azúcar en la Matriz energética nacional.

Los impactos ambientales y sociales

Los mecanismos económicos necesarios para la auto-sostenibilidad del sector.

ICMS, que era más alta para las operaciones comerciales dentro de los estados que entre estos y mediante la evasión del pago del ICMS en la salida del etanol anhidro de las usinas y destilerías mediante modalidades de evasión como: la alteración del registro de salida, el registro de etanol hidratado como si fuera etanol anhidro o con la adición de agua al etanol anhidro después de su salida de la planta o la destilería (Baccarin, 2005) .

²⁴⁴ El artículo 1 de la ley n° 9847 de 1999, se establece que la Agencia Nacional del Petróleo, ANP, se haría responsable de la fiscalización de las actividades concernientes a la industria del petróleo y biocombustibles, y el adecuado abastecimiento nacional de combustibles, así como el adecuado funcionamiento del Sistema Nacional de Reservas de Combustibles. Ver: Ley N° 9478 de 1997: Dispone sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, Instituye el CNPE y LA ANP, y Ley 9847 de 1999 que dispone sobre la fiscalización de las actividades relativas al establecimiento nacional de combustibles.

²⁴⁵ Como consecuencia, se inició un proceso de proliferación de empresas en el segmento de la distribución de combustibles, la mayoría de las cuales funcionaban asociadamente. En el inicio de la década de 1990 había apenas 8 distribuidoras de combustibles que presentaban un nivel de comercialización de 11 billones de litros y se agrupaban en el Sindicato de las Distribuidoras de Combustibles, SINDICOM. Para el año 1999 el número de distribuidoras se había incrementado a 169 y presentaban un nivel de comercialización de 23 billones de litros, controlando el SINDICOM el 84 % del mercado. Ver: (Moraes, 2000).

El desarrollo científico y tecnológico.²⁴⁶

Presidido por el ministerio de agricultura, el CIMA estaba compuesto por los ministerios de hacienda; de Planeamiento, presupuesto y gestión; de Desarrollo, Industria y Comercio exterior; de Minas y energía; de medioambiente, de relaciones exteriores y de ciencia y tecnología. Además estaría integrado de un Comité Ejecutivo compuesto por los secretarios de los ministerios y un Comité Consultivo integrado por representantes de los productores de azúcar y de alcohol, productores de caña de azúcar y sindicato de trabajadores. Esto daría mucha estabilidad y reduciría la incertidumbre vinculada a los cambios en las políticas vinculadas al sector de la agro-energía en Brasil.²⁴⁷

Con estas normas se modificaba en gran medida la estructura centralizada e intervencionista que el gobierno había establecido en el sector de los combustibles líquidos y los biocarburantes. Para conseguir alcanzar los objetivos en el sector energético, se optaba por un modelo más liberal, donde los problemas de seguridad de suministro y los choques exógenos en la economía brasileña, derivados del incremento de los precios de la energía, serían abordados desde una perspectiva económicamente más descentralizada.

Para el Gobierno de Fernando Henrique Cardoso, con la liberalización gradual del sector de los combustibles fósiles, los precios del mercado podían reflejar mejor los costes de los operadores a lo largo de cadena de valor, desde la producción hasta el consumo minorista y esto favorecería la eficiencia en la asignación de recursos para el buen funcionamiento del sistema energético y la estabilidad de los suministros de combustibles. Aun con la creación del CIMA, donde se agrupaba el interés de los actores del sector sucro-alcoholero, estos cambios en la visión del rol del Estado en la Economía, tendrían un fuerte impacto en el sector del etanol carburante, nacido originalmente con un alto nivel de planificación e intervención estatal.²⁴⁸

II.2.3.4. Desregulación y mercado de etanol

Como hemos señalado, el proceso de liberalización y privatización de muchos sectores de la economía Brasileña se reafirmó durante este periodo. Una política económica grabada por la austeridad, el control de la inflación, así como los cambios institucionales hacia el libre funcionamiento del mercado y la libre competencia en sectores tradicionalmente intervenidos como el sector de la energía, habían conducido progresivamente, primero a la reducción del apoyo a las políticas de diversificación energética, y segundo, a la desregulación de los precios en los mercados energéticos y agrícolas vinculados a la producción y el consumo de biocarburantes.

Durante esta fase podemos observar una contracción del mercado de etanol hidratado en el mercado de carburantes, que se prolonga hasta la aparición de los vehículos flexibles en el mercado de automóviles brasileño, donde se reactiva la demanda de consumo. Tras la crisis de suministro del periodo anterior, la confianza en el suministro estable de etanol hidratado de los consumidores de

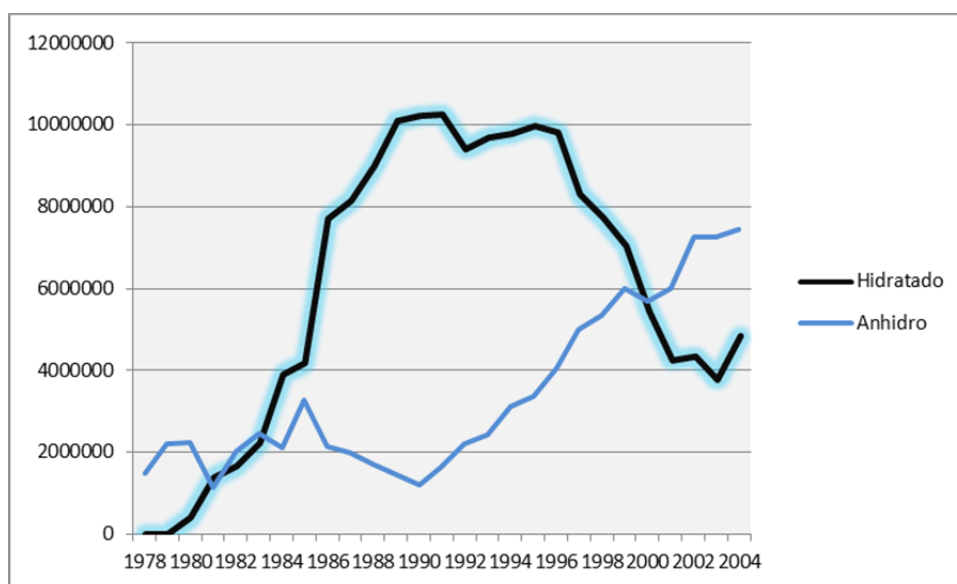
²⁴⁷ Ver: Decreto S/N de 1997: Crea el Consejo Interministerial del azúcar y el etanol y da otras providencias.

²⁴⁸ Ver: (Baccarin, 2005)

vehículos de consumo exclusivo de etanol se desvaneció y muchos optaron por adquirir vehículos a gasolina, en consecuencia las ventas de los vehículos VCEE se hundieron y con ellos el consumo.

Además, la liberalización y privatización se tradujo en una nueva organización de mercado interno que acentuó la bajada de los precios del etanol, esto sumado al corte de los subsidios al sector y los precios internacionales del azúcar, redujeron los incentivos de los agroindustriales para elevar la producción de etanol hidratado para el mercado interno de carburantes. El Plan Nacional del Alcohol, tal y como había sido diseñado en sus fases iniciales no tenía cabida en un contexto político liberal y con unos bajos precios del petróleo que hacían del etanol hidratado un producto poco competitivo, por lo que el PNA perdió toda relevancia en la política energética de este periodo. En el Gráfico II-12 podemos observar el comportamiento del mercado de etano hidratado y de etanol anhidro durante los 1990s. Mientras se observa una marcada caída del consumo de etanol hidratado, el etanol anhidro inicia un periodo de recuperación del consumo desde inicio de la década.

Gráfico II – 13: Caída del mercado del etano hidratado e incremento del consumo de etanol anhidro



Fuente: Elaboración propia a partir de (IPEA, 2011)

Los precios ventajosos en el mercado mundial de azúcar, la competitividad del azúcar brasileño (a raíz de sus bajos costes de producción en relación con otros países exportadores), y el hecho de que las exportaciones de azúcar dejaran de ser monopolio público, fueron factores que estimularon la expansión de los negocios al mercado internacional como salida alternativa a la producción, afectada por la crisis del etanol en el mercado nacional. A medida que el azúcar pasó a ser exportado, por las empresas sin pasar por el control estatal, el costo de producción se volvió un factor decisivo para expandirse en el mercado exterior. El desarrollo de las tecnologías de producción, resultado de esfuerzo público-privado en los años anteriores, incrementaron las ventajas comparativas de Brasil al elevar su productividad. Sin embargo, en caso del mercado interno las perspectivas del aumento del consumo no eran las mejores debido a un incremento del consumo de los productos sustitutos en la dieta media de la población, situación que fue compensada por el crecimiento del uso secundario del azúcar en el sector de las golosinas, por lo

que una expansión del mercado interno del azúcar como otra vía de escape a la crisis del etanol no era previsible ante ese escenario.

Las políticas de demanda durante este periodo se reducen básicamente a los mandatos de mezcla obligatorios de gasolina con etano anhidro y fueron justificadas en razón de los costes ambientales externos producidos por el consumo de carburantes fósiles en el transporte rodado, aunque también se trataba de mantener ciertos niveles de consumo y poder así compensar al sector sucro-alcoholero por la contracción del mercado del etanol hidratado. El gobierno, aprovechando que el consumo de gasolina sigue una marcada tendencia incremental en el mercado, incrementó los porcentajes de mezcla obligatorios con etanol anhidro, lo que en esas críticas circunstancias para el etanol carburante, derivadas del colapso del consumo de etanol hidratado; permitió mantener a flote el mercado del etanol hasta el próximo repunte de precios del petróleo.

En relación con el mercado del azúcar, luego de la disolución de la IAA los precios se liberaron en el periodo comprendido entre 1995 y 1998, la exportación de azúcar se incrementó, pasando de un nivel aproximado de 1,1 millones de toneladas en 1990 a 10 millones de toneladas por año, aumentando su cuota en el mercado internacional. Como consecuencia de la liberalización en 1997 se produjo, nuevamente, una crisis de sobreproducción y caída de precios en el sector sucro-alcoholero, vendiéndose la producción de etanol carburante por debajo de sus costes de producción. El momento más crítico por el que atravesó el sector sucro-alcoholero ocurrió al final de la década de los 1990s. La liberalización efectiva de precios de etanol hidratado, coincidió con el declive del precio internacional del azúcar en un contexto de un exceso de oferta en el mercado del etanol que redujo aún más los precios. El miedo a la quiebra movilizó a los empresarios del sector para solicitar nuevas medidas públicas de apoyo ante la gravedad de la situación.²⁴⁹

Ante la caída de los precios internacionales del azúcar, la política liberal fue confrontada por las empresas y entidades vinculadas al sector sucro-alcoholero. La constitución de normas y órganos específicos para el sector sucro-alcoholero fue una respuesta a la corriente desreguladora. La etapa final del proceso de desregulación estuvo marcada por la tensión y el conflicto entre el sector sucro-alcoholero y el gobierno, y no se alcanzó una plena desregulación, sino que se dio lugar a un nuevo marco institucional y regulatorio para el sector, con menor planificación central y más mercado en el sector de la energía.

En el final del periodo, cuando los precios de la energía inician una nueva tendencia alcista, el sector sucro-alcoholero, que también atravesaba una situación crítica de sobreproducción y caída de precios del azúcar, presentaba una reorganización industrial y una mayor capacidad de producción tras el proceso de liberalización económica y de reestructuración de la industria de la caña de azúcar. Con esta reorganización y reestructuración, el sector sucro-alcoholero estaba en una situación óptima y mucho más robusto para enfrentarse al nuevo proyecto energético del etanol carburante, que se daría en el marco de un modelo regulador más cerca del mercado que de la intervención

²⁴⁹ Entre 1998 y 1999 el precio del azúcar en el mercado internacional cayó a 158,80 US\$/ton, por debajo de su coste de producción estimado de US \$190/ton. En el mercado interno, el precio del saco de azúcar bajo de R\$ 22 a R\$7, en 1999 el precio del litro de alcohol, fijado en R\$0,41 en 1998, se vendía por R\$ 0,14 hasta mayo de 1999. Los intereses del sector no tuvieron el peso político suficiente para evitar la crisis de precios de los productos derivada de la tendencia general de liberalización aplicada por la nueva política económica, en un contexto de reducción del gasto público y rigidez del ajuste fiscal. Ver: Da Costa (2003).

Estatal, determinado por el nuevo modelo económico que se aplicaría al sector de la energía en Brasil durante la próxima década. Sin embargo, los problemas de demanda del etanol hidratado lastraban la capacidad de respuesta del Estado para expandir el mercado. Para Dos Santos Macedo (2011) a pesar de la evolución favorable de las condiciones del mercado de combustibles líquidos debido a factores como el repunte de los precios del petróleo a finales de la década; el desarrollo de la infraestructura, así como la experiencia acumulada a nivel logístico en el uso del etanol carburante, no se observó una clara recuperación de la demanda interna del biocarburiante. La confianza de los consumidores de vehículos VCEE, perdida progresivamente tras la crisis de finales de los 1980s, solo se recuperaría con la aparición en el mercado de los vehículos de consumo flexible, iniciándose una nueva etapa de crecimiento sostenido del mercado interno del etanol carburante.

II.2.4. La resurrección del mercado del etanol hidratado y el surgimiento del biodiesel en la regulación actual de los biocarburiantes en la década del 2000

Desde sus orígenes en la década de los 1970s hasta finales de los 1980s, en que empieza un proceso de desregulación del sector sucro-alcoholero, el PNA se configuró como un programa público basado en un sistema de incentivos económicos y regulaciones, que al aplicarse a la cadena de valor del etanol, vincularon fuertemente y durante un largo periodo de tiempo, el desarrollo del sector agroindustrial sucro-alcoholero al sector energético de los carburantes para el transporte. Estos incentivos y regulaciones tenían como objetivo desarrollar la competitividad del etanol en un mercado de combustibles líquidos dominado por los derivados del petróleo. En dos fases las medidas estatales y las decisiones privadas, condicionadas por estas medidas, dieron lugar, no solamente a un incremento del uso de etanol en mezclas, sino también a una oferta y demanda propia de etanol hidratado en el mercado del transporte. Así, con la introducción al mercado de los vehículos de consumo exclusivo de etanol-VCEE, se pudo expandir considerablemente el consumo de etanol y desplazar significativamente del mercado tanto la gasolina como los artefactos de consumo del carburante fósil. Un éxito sin precedentes en las políticas de diversificación de fuentes de energía.

Después del éxito de las primeras fases del PNA, una serie de factores contribuyeron con la desestructuración del programa, y un cambio de paradigma en la elección del modelo energético óptimo para Brasil. Entre estos, una severa crisis económica (inflacionaria y de deuda externa) que afectó la capacidad de gasto del Estado, los cambios institucionales de corte neoliberal en el modelo económico, y especialmente, el incremento de la producción y el bajo nivel de los precios del petróleo durante este periodo, que contrastaba con las tendencias alcistas observadas durante los años 1970s y parte de los 1980s. El mercado de etanol hidratado fue el que más afectado con los cambios. Del estancamiento en el suministro de etanol hidratado se pasó a una abrupta contracción del consumo. La inestabilidad de suministro afectó la confianza de los consumidores finales de etanol hidratado, trayendo abajo la demanda de vehículos VCEE y consecuentemente el consumo de etanol hidratado, siendo uno de los principales obstáculos para el crecimiento del mercado interno a principios de la década del 2000.

Al inicio de esta etapa, la maduración de la política medioambiental y de lucha contra el cambio climático (especialmente vinculada a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte), el resurgimiento de los problemas de seguridad energética (principalmente por el incremento de los precios internacionales del crudo a finales de los 1990s), así como una nueva crisis de sobreproducción y caída de precios del azúcar en el sector sucro-alcoholero, hacían propicio el impulso político de los biocarburantes. Sin embargo, una expansión del uso de etanol en el mercado de biocarburantes, dependería no solamente de las mezclas de gasolina con etanol anhidro, sino de una reconstitución del mercado del etanol hidratado. Pero los consumidores finales de carburantes no volverían a confiar en un vehículo como el VCEE, temiendo que se repitan los problemas de suministro de etanol hidratado acaecidos en el periodo anterior. En este contexto, los artefactos de consumo de etanol hidratado serían uno de los principales obstáculos para el crecimiento del mercado interno.

La solución surgió del impulso público-privado para desarrollar la tecnología que permitiera un cambio en los artefactos de consumo, de tal forma que el problema de seguridad de suministro de carburantes no afectase la confianza de los consumidores en el uso de un vehículo que pueda consumir propiamente etanol hidratado y no solamente mezclas con etanol anhidro. Con la introducción de los vehículos de consumo flexible o *“flex-fuel”* en el mercado de vehículos del transporte, los consumidores finales podrían elegir en bomba, qué carburante utilizar de acuerdo a los precios, diversificando el riesgo de suministro entre los carburantes disponibles en el mercado: gasolina (mezclada con etanol anhidro) y etanol hidratado.

Con la introducción en el mercado de los vehículos de consumo flexible se recuperó la confianza de los consumidores y la demanda del biocarburante se incrementó considerablemente en los años siguientes. El éxito del modelo de mercado regulado del etanol, impulsó las políticas de desarrollo del biodiesel. Posteriormente los biocarburantes fueron integrados formalmente en la matriz energética nacional, consolidando la base institucional de su apoyo político y un instrumento importante para la estabilidad del mercado en el largo plazo. En los siguientes puntos analizaremos las principales variables que han consolidado el mercado del etanol carburante y del biodiesel en Brasil durante este periodo, así como los principales instrumentos de su regulación actual.

II.2.4.1. El nuevo marco institucional para la política agro-energética

La situación en los mercados de energía y en los mercados del azúcar, así como los costes ambientales del uso de carburantes, favorecerían una nueva etapa de expansión del mercado de biocarburantes en la política energética brasileña, ahora influenciada por un mayor protagonismo del rol regulador de Estado, justificado tanto en minimizar los fallos del mercado en el ámbito de la energía, como en promover mayor equidad a nivel social (especialmente en el caso del biodiesel y el PNPB).

En el año 2005 la Ley 9478 que definía la política energética nacional y creaba el CNPE y la ANP fue modificada, con el fin de incluir formalmente los biocarburantes en el núcleo duro de la política energética brasileña. El marco regulatorio de esta norma se aplica tanto al etanol carburante como al biodiesel. Respecto a los principios y objetivos de la política energética nacional, la ley establece que las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía buscarán

incrementar sobre bases económicas, sociales y ambientales, la participación de los biocarburantes en la matriz energética nacional.

Posteriormente con la Ley 12490 del 2011, la articulación de los biocarburantes en la matriz energética se desarrolla con el fin de alcanzar una serie de objetivos energéticos, económicos y ambientales:

Garantizar el suministro de biocarburantes en todo el territorio nacional,
 Incentivar la generación de energía eléctrica a partir de biomasa y de subproductos de la producción de biocarburantes, en razón de su carácter limpio, renovable (...).
 Promover la competitividad del País en el mercado Internacional de Biocarburantes
 Atraer la inversión en infraestructura y desarrollo relacionada con la energía renovable
 Mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes en los sectores de la energía y el transporte, inclusive con el uso de biocarburantes.

El vínculo entre biocarburantes, medioambiente y energía aparece más consolidado, convergiendo las grades directrices de la política ambiental y energética en torno al fomento de energías renovables y los biocarburantes.

La norma incluye una serie de definiciones importantes, como la definición de Biocarburante expresada como: “La sustancia derivada de biomasa renovable, tal como el biodiesel, etanol y otras sustancias establecidas en el reglamento de la ANP, que puede ser empleada directamente o mediante cambios en los motores de combustión interna o para otro tipo de generación de energía, pudiendo substituir parcial o totalmente los combustibles de origen fósil”.²⁵⁰

El etanol es definido como: “el biocarburante líquido derivado de la biomasa renovable, que tiene como principal componente el etanol etílico, que puede ser utilizado en motores de combustión interna con encendido por chispa, y en otras formas de generación de energía o en la industria petroquímica, pudiendo ser obtenido por rutas tecnológicas distintas de acuerdo al reglamento.” El biodiesel por su parte es definido como “el biocombustible derivado de la biomasa renovable para su uso en motores a combustión interna con ignición por compresión o conforme reglamento, para la generación de otro tipo de energía que pueda substituir parcial o totalmente los combustibles de origen fósil”.²⁵¹ La ley también define la Industria de Biocarburantes como “el conjunto de actividades económicas relacionadas con la producción, importación, exportación, transferencia, almacenaje, comercialización, distribución, comprobación de conformidad y certificación de calidad de biocarburantes.”²⁵²

²⁵⁰ Ver: Ley Nº 12490 del 2012 que modifica la Ley 9478 de 1997: Que dispone sobre la política energética nacional.

²⁵¹ También define el Bio-querosene de aviación como: “la sustancia derivada de biomasa renovable que puede ser usada en turborreactores o turbopropulsores aeronáuticos o conforme reglamento, en otro tipo de aplicación que pueda substituir parcial o totalmente los combustibles de origen fósil”, esto es muy significativo dado el incremento notable del uso de bioetanol en la propulsión de aviones comerciales. Ver: Ley Nº 12490 del 2012 que modifica la Ley 9478 de 1997: Que dispone sobre la política energética nacional.

²⁵² Ver: Ley Nº 12490 del 2012 que modifica la Ley 9478 de 1997: Que dispone sobre la política energética nacional.

Los biocarburantes pasan a ser explícitamente competencia de los principales órganos encargados de aplicar la política energética. Las funciones del CNPE respecto a las directrices de política energética para programas específicos incluyen expresamente a los biocarburantes y otras renovables como la energía eólica, solar y cualquiera proveniente de fuentes alternativas a las convencionales. Asimismo, el CNPE se encarga de definir la política de desarrollo económico y tecnológico de la industria de los biocarburantes, así como de su cadena de valor. También es el encargado de establecer las directrices para la importación y exportación de biocarburantes, entre otras fuentes de energía, teniendo en cuenta las necesidades del consumo interno, así como asegurar el adecuado funcionamiento de las reservas de combustibles.

En el caso de la ANP, la nueva redacción de la Ley 11097 de 2005 le confiere la competencia para regular, entre otros sectores estratégicos de la energía, como la industria del petróleo o del gas natural, la industria de los biocarburantes. El alcance de la ANP incluye la regulación, contratación, y la fiscalización de las actividades económicas relacionadas también con los biocarburantes. Autoriza además las actividades relacionadas a la producción, la importación, la exportación, almacenaje, suministro, transporte, transferencia, distribución, reventa y comercialización de biocarburantes, así como la comprobación de conformidad y certificación de calidad, fiscalizándolas directamente o mediante convenios con otros órganos de la Unión, Estados, Distrito Federal y Municipios.²⁵³

La ANP se encarga de implementar la política nacional definida para los biocarburantes, con énfasis en la garantía de suministro de biocarburantes y las demás fuentes energéticas convencionales y renovables. Puede además aplicar sanciones administrativas y pecuniarias en sus actividades de fiscalización de las actividades de la industria de biocarburantes. El sistema de fiscalización es bastante exhaustivo y controla todas las operaciones de la cadena de valor, como se puede observar en las modificaciones hechas por la Ley 11097 del 2005 a la potestad fiscalizadora de la ANP, establecida previamente en la Ley 9874, expandiéndola minuciosamente sobre las diferentes etapas por las que atraviesa el etanol carburante. Esto último ha sido muy importante en la lucha contra el comercio ilegal de bioetanol que surgió tras la progresiva liberalización del mercado durante los años 1990s.

Además es el organismo encargado de hacer cumplir las buenas prácticas en el uso racional de los biocarburantes y demás fuentes de energía, así como de la preservación del medioambiente. Puede exigir a los agentes regulados el mantenimiento de reservas mínimas de carburantes y biocarburantes mediante la verificación de la existencia de contratos de suministro entre los agentes regulados.

El mayor rol regulador del Estado en el mercado de la energía, se manifiesta claramente en la labor de la ANP, sin olvidar que el rígido control regulatorio de la ANP se da en un entorno de libre competencia. En el capítulo IX-A de las actividades económicas de la industria de los biocarburantes, incluido por la Ley 12490 de 2011, se establece que cualquier empresa o consorcio de empresas constituidas sobre la leyes Brasileñas, con sede administrativa en el país podrá obtener autorización de la ANP para ejercer las actividades económicas de la industria de biocarburantes. Dichas autorizaciones permiten el funcionamiento de las actividades en un régimen de *“libre iniciativa y*

²⁵³ Ver: Ley 12490 de 2011: Modifica Ley 9478 de 1997: Que dispone sobre política energética.

amplia competencia”, en los términos de la legislación específica, entre las que sobresale el obtener una licencia ambiental para su funcionamiento.²⁵⁴

Finalmente, con el Decreto 3546 de 2000 se reformula oficialmente el Consejo Interministerial del Azúcar y el Etanol (CIMA), en el ámbito del Ministerio de Agricultura y de Abastecimiento, con el objetivo de deliberar sobre las políticas relacionadas con la actividades del sector sucro-alcoholero. Su misión institucional es de suma importancia para la industria brasileña de biocarburantes y debe considerar fundamentalmente:

La adecuada participación de los productos de la caña de azúcar en la Matriz Energética Nacional, estableciendo el porcentaje de mezclas de etanol con gasolina, que pueden oscilar entre un 20 % y un 25 % (nivel de mezclas que pretende estabilizar la producción de etanol anhidro).

Los mecanismos económicos necesarios para la auto-sostenibilidad sectorial;

El desarrollo científico y tecnológico.

Estará presidido por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento (MAPA); y conformado, además por el ministerio de Minas y Energía (MME); el Ministerio de Desarrollo, Industria y Comercio (MDIC) y el Ministerio de Hacienda (MF). Siendo el MAPA el órgano que conduce la política aplicable en el sector agro-energético, se consolida la articulación de los sectores agroindustriales en la política energética de suministro de bioetanol en el mercado de carburantes. El uso del etanol como fuente de energía renovable vuelve a quedar plenamente institucionalizado, a través de la organización de los intereses del sector sucro-alcoholero en el CIMA, pero con unas condiciones diferentes a las etapas anteriores, con un mercado libre que responde a unas condiciones regulatorias que buscan favorecer el desarrollo de la competencia en el sector y la reducción del riesgo medioambiental en el sector energético. Esto último nos conduce al punto siguiente.

II.2.4.2. La dimensión ambiental de la promoción de los biocarburantes en Brasil en la política energética

Durante este periodo, la política medioambiente se consolida como un motor adicional al uso de energías alternativas, y con un claro fundamento económico para la promoción del uso de biocarburantes en el modelo brasileño, basado en internalizar los costes medioambientales derivados de las imperfecciones en el mercado de la energía.

En el caso de la dimensión ambiental en la política de promoción de los biocarburantes, hay desde nuestro punto de vista, una doble forma de observar su relación con la política energética de Brasil. La primera consiste en ubicar las medidas que vinculan expresamente el apoyo del sector de los biocarburantes a la protección del medioambiente, en cuyo caso la regulación brasileña es relativamente reciente. La segunda forma de abordarlo, parte de considerar que, aun cuando no haya habido alguna política expresa de protección ambiental para favorecer el uso de los biocarburantes, la promoción del etanol carburante, como energía renovable, ha sido un hecho que

²⁵⁴ Ver: La ley estipula que las actividades relacionadas con la producción agrícola, la fabricación de productos agropecuarios y alimentos o la generación de electricidad vinculados al establecimiento de estas actividades, no están sujetas a autorización de la ANP. Ver: Ley 12490 de 2011: Modifica Ley 9478 de 1997: Que dispone sobre política energética.

se puede comprobar a lo largo del siglo XX, en las distintas configuraciones que ha tomado la política energética brasileña durante su evolución. En este sentido el uso de renovables para el transporte en Brasil es también un hito en las políticas de protección medioambiental a nivel global. Esto último ha sido la pauta que ha seguido la intervención del Estado en los mercados del petróleo desde los años 1930s, hasta la aparición de las principales medidas en la legislación que asocian el uso de biocarburantes a la reducción de las externalidades negativas en el transporte, justificando su promoción como instrumento de protección ambiental en las últimas décadas del siglo XX.

Si revisamos, el apartado VI del artículo 23 de la Constitución de 1988, se establece como competencia común de la Unión, los Estados, el Distrito Federal y los municipios, la protección del medioambiente y la lucha contra la contaminación en todas sus formas, pudiendo para esto cualquiera de las instancias mencionadas legislar a tal fin. Asimismo en el artículo 170 recoge entre los principios de la actividad económica, el valor del trabajo humano y la libre iniciativa, así como la defensa del medioambiente; inclusive mediante el trato diferenciado de acuerdo al impacto ambiental de los productos y servicios, así como de sus procesos de elaboración y prestación.²⁵⁵ Este marco constitucional reconocía expresamente el uso de instrumentos económicos o regulatorios con el fin de internalizar los costes medioambientales.

Pero además, la legislación pre-constitucional como la Ley del medioambiente Nº 6938 de 1981 establecía ya una serie de principios, destinados a la preservación, mejora y conservación del medioambiente, vinculados al desarrollo socioeconómico, los intereses de la seguridad nacional y la protección de la dignidad de la vida humana.²⁵⁶ La política medioambiental en Brasil buscaría con estas normas compatibilizar el desarrollo económico y social, con la preservación de la calidad del medioambiente y del equilibrio ecológico; estableciendo inclusive un régimen de responsabilidad estricta para los agentes económicos que ocasionen daños al medioambiente.²⁵⁷ Consideramos, también que este "*Corpus Juris*", fue muy importante para adoptar medidas concretas de sustitución de carburantes fósiles por biocarburantes durante las épocas de crisis del sector sucro-alcoholero y precios bajos del petróleo, en consideración de las mejoras ambientales generadas por el desplazamiento de los derivados del petróleo.

Como consecuencia del desarrollo de la dimensión medioambiental en la política energética brasileña, una de las primeras medidas concretas para promover el uso de biocarburantes en favor del medioambiente fue la Ley 8723 de 1993. Esta Ley establece, como parte integrante de la Política nacional del Medioambiente", un mandato de mezcla obligatorio de etanol con gasolina del 22 %, con el objetivo reducir las emisiones de gases contaminantes derivados del uso de combustibles

²⁵⁵ Ver: Constitución Brasileira de 1988

²⁵⁶ Ver: Ley 6938 de 1981. Dispone sobre la política nacional del Medioambiente, sus fines y mecanismos de formulación y aplicación y da otras providencias.

²⁵⁷ De manera complementaria, el régimen jurídico de la protección ambiental en Brasil prevé en la Ley 9605 de 1998 un estatuto de sanciones administrativas y penales derivadas de las conductas lesivas con el medioambiente. Aunque no hay una expresa vinculación a la promoción de energías renovables como los biocarburantes, el alcance de las normas de protección del medioambiente está claramente definido. Ver. Ley 9605 de 1998. Dispone sobre las sanciones penales y administrativas derivadas de conductas y actividades lesivas al medio ambiente y da otras providencias.

fósiles e instaba a los fabricantes de automóviles y combustibles a tomar las medidas necesarias para mitigar dichas emisiones contaminantes.²⁵⁸

Con el establecimiento de un nuevo marco para la política energética de Brasil también se da un nuevo paso en la integración de la dimensión ambiental, que más tarde respaldaría la integración plena de los biocarburantes en la matriz energética brasilera. La ley 9478 de 1997, que dispone sobre la política energética, establece que el aprovechamiento racional de las fuentes de energía, debían tener entre sus objetivos la protección del medioambiente y el ahorro energético, así como la utilización de fuentes alternativas de energía.²⁵⁹

Con las enmiendas hechas en el año 2005 por la Ley 11097 a la Ley de la Política Energética, se establece que las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de la energía deben además “Incrementar en bases económicas, sociales y ambientales la participación de los biocarburantes en la matriz energética nacional”. Por lo cual, a nivel institucional la dimensión ambiental se erige como uno de los fines más importantes para el fomento de los biocarburantes, en tanto es fuente alternativa de energía cuyo uso garantiza la protección del medioambiente. Como hemos observado líneas arriba, la política energética en favor del uso del etanol carburante respondió a diversos objetivos que se fueron alternando y superponiendo ante las diversas coyunturas económicas que imponían los cambios y recambios en las políticas de sustitución o promoción de derivados del petróleo. Así, por medio de las enmiendas en la Ley de la política energética, la dimensión medioambiental y socioeconómica, se integran en la evolución de los objetivos plasmados en la regulación del mercado de biocarburantes, desde donde confluyen y se articulan el sector de los hidrocarburos y el de los biocarburantes.

II.2.4.2.1. La ley brasileña para la Política Nacional sobre el Cambio Climático y los biocarburantes

Uno de los principales instrumentos jurídicos para el desarrollo de la política medioambiental en Brasil en el sector de la energía y otros ámbitos, es la Ley 12187 de diciembre de 2009, que instituye la Política Nacional sobre el Cambio Climático (PNMC). La ley establece una serie de principios, objetivos, directrices e instrumentos dirigidos a la prevención y control de las actividades que afectan negativamente al clima. Para esto la PNMC prevé que las acciones sobrevinientes en el ámbito económico deberán observar los principios de precaución y prevención, de participación ciudadana y de desarrollo sostenible.²⁶⁰

La PNMC señala que serán adoptadas las medidas para prever, evitar o minimizar las causas identificadas del cambio climático de origen antropogénico, sobre las que haya un consenso científico y técnico razonable. Estas medidas deberán tener en consideración los diferentes

²⁵⁸ Ver: Ley Nº 8723 de 1993. Dispone sobre la Reducción de emisiones contaminantes para vehículos automotores y da otras providencias.

²⁵⁹ Ver: Ley Nº 9478 de 1997. Dispone sobre la Política energética.

²⁶⁰ Las instituciones encargadas de implementar la PNMC son:

1. El Comité Interministerial sobre el Cambio Climático,
2. La Comisión interministerial sobre el Cambio Climático,
3. El Foro Brasileño sobre cambio Climático,
4. La red Brasileira de Investigación sobre Cambios Climáticos Globales-Red Clima;
5. La Comisión de Coordinación de las Actividades de Meteorología, Climatología e Hidrología.

Estas instituciones dispondrán de líneas de crédito específicas para desarrollar acciones de implementación de la PNMC.

contextos socioeconómicos para su aplicación, distribuyendo las cargas de las medidas de modo equitativo y equilibrado entre los diferentes sectores económicos y la población. Para esto la PNMC establece que el desarrollo sostenible es una condición para enfrentar las alteraciones climáticas, teniendo en cuenta las necesidades comunes de la población, debiendo ser promovidas en todos los niveles de gobierno. Estas normas se adecuan a las previsiones hechas en los organismos multilaterales poniendo un especial énfasis en la dimensión socioeconómica del problema del cambio climático.

El marco de la PNMC tiene un marcado perfil social que determina la forma en que el problema medioambiental debe ser encausado: *“Los objetivos de la PNMC deberán estar en consonancia con el desarrollo económico, la erradicación de la pobreza y la reducción de las desigualdades sociales.”*²⁶¹ En este sentido, se justifica la promoción del uso de biocarburantes e el transporte, no solamente al reducir los costes energéticos totales, incluyendo los medioambientales, sino también si su promoción se vincula al desarrollo de la equidad social. Esto puede verse más claro en el marco regulatorio del biodiesel que del etanol carburante.

Además establece unas directrices sobre la que debe discurrir la Política Nacional sobre el Cambio Climático, entre estas:

Los compromisos asumidos por el Brasil en la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, en el protocolo de Kioto y los demás compromisos vinculantes que el Brasil haya suscrito sobre el cambio climático.

El estímulo y el apoyo a la participación en los distintos niveles de los gobiernos, en el sector productivo, el medio académico y la sociedad civil organizada en el desarrollo y la ejecución de políticas, planes, programas y acciones relacionadas con el cambio climático.

La promoción y desarrollo de la investigación científica, así como la difusión de tecnologías, procesos y prácticas orientados a reducir las emisiones antropogénicas, identificando las vulnerabilidades y adoptando las medidas de adaptación adecuadas.

El uso de instrumentos financieros para promover las acciones de mitigación.

La articulación de instrumentos de acción gubernamental ya establecidos y aptos para la protección del sistema climático.

El apoyo a las actividades que reduzcan efectivamente las emisiones de GEI, así como el mantenimiento y promoción de las tecnologías bajas en emisiones de GEI y de patrones de producción y consumo.²⁶²

Entre los instrumentos más vinculados a la promoción de biocarburantes podemos mencionar:

Los de carácter fiscal, destinados a reducir las emisiones y la remoción de GEI, incluyendo expresamente las alícuotas diferenciadas, las exenciones fiscales, las compensaciones y los incentivos.

Las líneas de crédito y financiamiento específico por agentes financieros públicos y privados.

El desarrollo de líneas de investigación por las agencias de fomento.

²⁶¹ Ver: Ley 12187 de 2009: Instituye la Política Nacional sobre el Cambio Climático-PNMC y da otras providencias.

²⁶² Ver: Ley 12187 de 2009: Instituye la Política Nacional sobre el Cambio Climático-PNMC y da otras providencias.

Las dotaciones específicas para las acciones de la PNMC previstas en el presupuesto de la Unión.
Las regulaciones que pueda establecer la Comisión Interministerial para el Cambio Climático por medio de sus resoluciones.

Los mecanismos financieros previstos en la CMNUCC y el protocolo de Kioto.

Los mecanismos financieros previstos en el ámbito nacional para la mitigación y adaptación al cambio climático.

Establecimiento de criterios de preferencia en las licitaciones o procedimientos de competencia pública, autorizaciones, permisos, otorgamiento de concesiones para los servicios públicos y recursos naturales, así como para aquellos que contribuyan a la reducción de GEI.²⁶³

El consenso científico sobre los beneficios sociales y ambientales del uso de biocarburantes en sustitución de los combustibles fósiles Brasil es más general en el caso de los beneficios ambientales y un poco menos en los beneficios sociales. Consideramos que su promoción es coherente con el marco legal vigente de protección ambiental, estando legitimados para hacer uso de los mecanismos establecidos aquí para la reducción del GEI y la lucha contra el cambio climático.

En la PNMC se prevé planes sectoriales de mitigación promovidos por el ejecutivo, el mecanismo de desarrollo limpio y las Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas (NAMAS), a fin de consolidar una economía de bajo consumo de carbono, señalando una serie de actividades económicas objetivo, en las que aplicar tales planes. Entre estas podemos destacar, el transporte público urbano y el transporte inter-estadual de cargas y pasajeros. Es bastante probable que la promoción del bioetanol y el biodiesel, puedan encajar perfectamente como un NAMA y beneficiarse también de los mecanismos de desarrollo limpio, ya que desde varios años antes, la reducción de emisiones contaminantes ha sido una de los fundamentos políticos en que se adoptaron medidas favorables a su utilización.²⁶⁴

Uno de los más importantes compromisos con el medioambiente sin duda es el que señala el artículo 12 de la ley de cambio climático. Con el fin de alcanzar los objetivos del PNMC, Brasil se compromete voluntariamente a adoptar las acciones de mitigación de emisiones pertinentes y reducir entre 36,1 % y 38,9 % sus emisiones proyectadas para el 2020.²⁶⁵ Aquí también los biocarburantes parece que cumplen un rol protagónico dado el consenso favorable que hay sobre los efectos de su uso en el control de las emisiones de CO₂.

Esta es sin duda una gran herramienta para impulsar el control de las externalidades ambientales negativas que agravan el problema del cambio climático. Sin embargo, no hay una mención clara a la política energética, que vincule las prioridades de control de emisiones en el desarrollo e implementación de aquellas políticas. Asimismo no está expresamente señalado en las estrategias centrales de adaptación, aquellas basadas en políticas de cambio o sustitución energética como el uso de los biocarburantes, enfocándose de forma genérica en aquellas vinculadas a la distribución y

²⁶³ Ver: Ley 12187 de 2009: Instituye la Política Nacional sobre el Cambio Climático-PNMC y da otras providencias.

²⁶⁴ Ver: Ley 12187 de 2009: Instituye la Política Nacional sobre el Cambio Climático-PNMC y da otras providencias.

²⁶⁵ La PNMC prevé que el Mercado Brasileño de Reducción de Emisiones funcionará a través de bolsas de mercaderías y futuros, bolsas de valores y entidades del mercado extrabursátil autorizadas por la CVM, donde se negociarán los títulos mobiliarios certificados representativos de emisiones de GEI. Ver: Ley 12187 de 2009

el abastecimiento de energía. Siendo el petróleo una de las mayores fuentes de emisiones de CO₂, no hay una mención expresa a las políticas de sustitución de combustibles fósil en el transporte rodado.²⁶⁶

Asimismo, si las medidas de protección ambiental deben responder también a factores socioeconómicos vinculados al desarrollo (como precios bajos de los carburantes), no queda claro si la diversificación y la sustitución energética planificada, incluirá de manera significativa a las fuentes fósiles de energía, principalmente por la alta probabilidad de que los incentivos en que se sostiene la política energética de sustitución de petróleo puedan cambiar ante los nuevos planes de explotación de las enormes reservas de crudo descubierto hace poco tiempo en el off-shore del sur-este brasileño. Una zona muy rica en crudo de petróleo conocida como el PRE-SAL.²⁶⁷

A pesar de la ausencia de la remisión específica a las políticas de sustitución de carburantes fósiles en la Ley de Cambio Climático, consideramos que la política de biocarburantes en Brasil esta institucionalmente bien asentada hasta el día de hoy. Aunque no se haya previsto en la ley de PNMC alguna referencia a las políticas de sustitución de carburantes por biocarburantes, consideramos que dado el relativo consenso en el balance negativo de emisiones de GEI de los biocarburantes frente a los combustibles fósiles, la ley es una fuente adicional de legitimidad jurídica para la intervención del Estado en el mercado de combustibles y para que a través de los mecanismos pertinentes, se puedan internalizar algunos de los costes externos derivados del uso de carburantes de origen fósil en el mercado de la automoción en Brasil.

II.2.4.3. Principales Instrumentos para el fomento del etanol carburante durante este periodo.

En el nuevo contexto económico y con un marco institucional que promueve la competencia en el mercado de la energía, el gobierno ha implementado una serie de medidas clave para el desarrollo de la industria de biocarburantes, así como para la consolidación de su integración en la matriz energética brasileña. Estas medidas han favorecido el incremento de su participación en la matriz energética nacional y han estabilizado la oferta como la demanda del biocarburante durante un largo periodo, produciendo un desplazamiento importante de los carburantes fósiles en el mercado del transporte de Brasil. En este punto nos remitiremos a analizar los principales instrumentos aplicados por el Gobierno federal que han determinado el resurgimiento y la expansión del mercado de etanol carburante durante el periodo actual.

II.2.4.3.1. Incentivos fiscales a la producción de vehículos de consumo flexible-“Flex fuel”

Para reactivar la demanda de etanol era necesario recuperar el mercado del etanol hidratado. Pero para recuperar el mercado del etanol hidratado era necesario desarrollar un mercado de vehículos capaces de funcionar al menos solamente con este biocarburante. Primero, el impulso tecnológico hizo posible el desarrollo del vehículo de consumo flexible o “Flex-fuel”, ahora era necesario ponerlo en el mercado, como una tecnología competitiva y segura, así como una ventaja para el consumidor final en relación con los precios de los carburantes.

²⁶⁶ Ver: (Da Rocha Sampaio, 2010)

²⁶⁷ Ver: (Da Rocha Sampaio, 2010)

Con el objetivo de recuperar la demanda de etanol, en el año 2002 se establece un acuerdo entre la industria automovilística y el Ministerio de Desarrollo, Industria y Comercio Exterior para reducir el Impuesto sobre los productos Industrializados (IPI) que recaigan sobre vehículos que consuman de forma alternativa etanol carburante. Mediante el Decreto N° 4317 del 2002 se fijan unas alícuotas especiales para los automóviles de pasajeros y vehículos de uso mixto, con motor a etanol o con un motor que utilice de forma alternativa o simultáneamente gasolina y etanol, conocidos como “*Flexible Fuel Engine*” o vehículos Flex. En la tabla II-4 podemos observar la diferencia entre las alícuotas aplicadas a los vehículos Flex y de consumo exclusivo de etanol (VCEE), en comparación con los vehículos de consumo de gasolina (VCG).

Tabla II- 4: Alícuotas diferenciadas para el IPI pagado por los vehículos de consumo de etanol carburante

Código NCM	Alícuota (%) VCEE y V-Flex	Alícuota VCG
8703.21.00 (X<1000 Cm ³)	9	10
8703.22 (1000 Cm ³ <X<1500 Cm ³)	14	25
8703.23.10 (max. 6 per.)	20	25
8703.23.10 Ex 01(1500 Cm ³ <X<2000 Cm ³)	14	25
8703.23.90	20	25
8703.23.90 Ex 01(Otros-(1500 Cm ³ <X<2000 Cm ³)	14	25
8703.24 (X>3000 Cm ³)	20	25

Fuente: Elaboración propia a partir de Decreto N° 4317 del 2002 y Decreto N° 4070 del 2001 (Ver anexo).

Junto con una presión fiscal diferenciada a través de la CIDE, en 2003 se lanzó al mercado la tecnología de motores *Flex Fuel* que pueden utilizar como carburantes: etanol, mezclas de cualquier proporción de etanol y gasolina (gasohol) o gasolina. Con esta nueva tecnología, el consumidor final que tuviera un automóvil Flex tendría la capacidad de elegir en razón de los precios y la eficiencia energética del carburante. De esa manera, los problemas de abastecimiento de etanol que afectaron a los propietarios de vehículos VCEE fueron superados por el impulso al desarrollo tecnológico, dado que ante una circunstancia de incrementos abruptos de precios o interrupción en el suministro, el consumidor final podía optar entre el etanol hidratado puro o la gasolina mezclada con etanol anhidro sin estar atado al consumo de un único tipo de carburante, como en el caso de los vehículos a gasolina o los antiguos vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado, VCEE. La inclusión de esta tecnología marca un hito en el desarrollo del mercado brasileño de combustibles líquidos y el inicio de una nueva expansión del sector sucro-energético.²⁶⁸

Además de los incentivos fiscales a la adquisición de vehículos *Flex*, los gobiernos de Antonio Carlos Magalhães y después el de Fernando Henrique Cardoso, establecieron una serie de subsidios directos para la adquisición de vehículos de consumo de combustibles renovables. En 2001 a través de la Ley N° 10118 se establece una exención fiscal del IPI a los automóviles de pasajeros de fabricación nacional que consuman combustibles de origen renovable.²⁶⁹

Posteriormente, mediante la Ley N° 10612 de 2002 se autoriza la concesión de una subvención económica para la adquisición de vehículos VCEE, con el fin de promover la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero ocasionados por la combustión de la gasolina en el transporte y con el objetivo de aumentar la participación de vehículos a etanol en la flota nacional. Se trataba de una

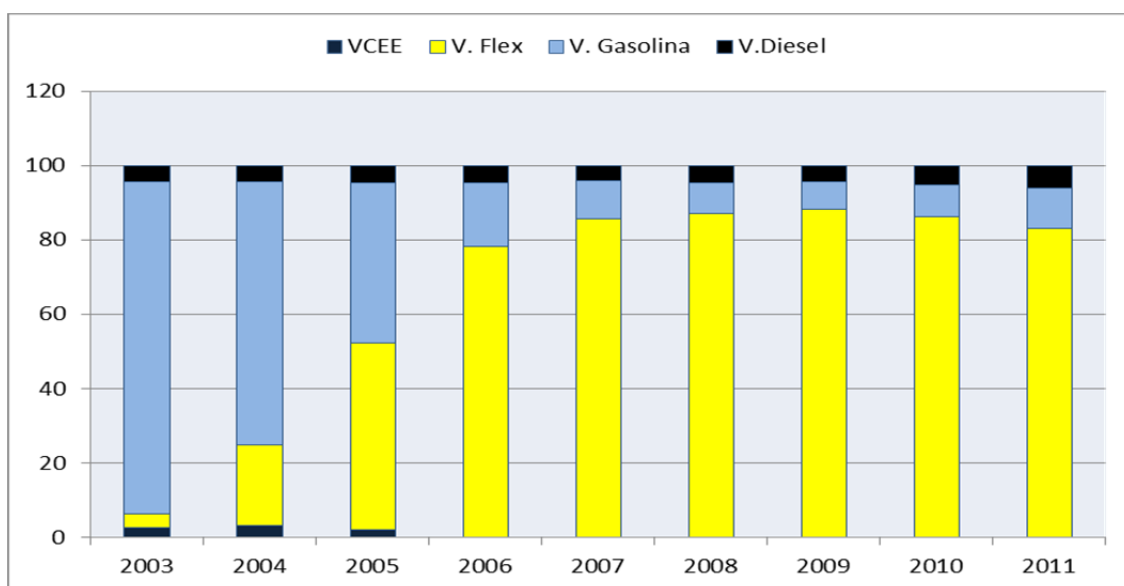
²⁶⁸ Ver: (Goldemberg, Teixeira, & Már, 2004) y (Macêdo, 2011)

²⁶⁹ Ver: Ley 10182 de 2001: Restaura la vigencia de la Ley 8989 de 1995, que dispone sobre la exención del IPI en la adquisición de los automóviles destinados al transporte autónomo de pasajeros.

subvención de R\$ 1000 en el precio de compra de los vehículos, con una duración de tres años hasta llegar a alcanzar un incremento de 100000 nuevos vehículos en el mercado.²⁷⁰

Con estas reducciones diferenciadas del IPI, el gobierno buscaba hacer más atractivo para los nuevos consumidores de automóviles la adquisición de vehículos que consumieran de manera flexible etanol hidratado, o mezclas de gasolina con etanol anhidro, y así darle un nuevo impulso a la demanda interna de etanol carburante, sensiblemente afectada tras el colapso del mercado del VCEE. Esta clase de incentivos se ha mantenido hasta la actualidad variando solo en la determinación de las alícuotas en relación con la carga fiscal de estos impuestos sobre los vehículos a gasolina. Además de estos incentivos, el diferencial fiscal favorable al etanol en bomba establecido con la CIDE, también contribuyó a hacer más atractivo el biocarburante y por tanto al vehículo Flex para el consumidor final.²⁷¹ En el gráfico II-14 podemos observar el substancial incremento de los vehículos Flex en el mercado vehicular de Brasil la progresiva reducción en el mercado de los vehículos a gasolina.

Gráfico II – 14: Evolución de la participación de Vehículos VFF en las ventas de vehículos ligeros en Brasil:



Fuente: Elaboración propia a partir de (ANFAVEA, 2013)

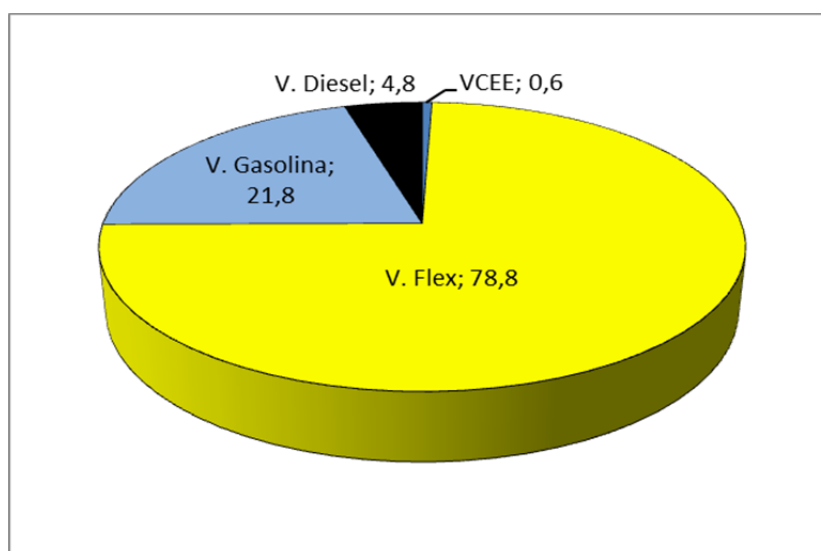
Para (De Freitas & Kaneko, 2011), el incremento del uso de vehículos flexibles en Brasil simboliza una nueva etapa en la expansión del etanol, siendo además un componente central del incremento de la demanda en el mercado de combustibles líquidos. Para los autores, la evidencia empírica de la última década confirma el fortalecimiento de la posición del etanol tanto como combustible independiente, o como sustituto de la gasolina en mezcla. Aun cuando en algunos momentos de este periodo los precios del etanol fueron más altos que los de la gasolina, con la consecuente pérdida de ventaja comparativa de precios, el crecimiento de la flota brasileña de vehículos flexibles aparece como el factor más importante del desarrollo de la demanda de etanol en el largo plazo, seguida de la influencia de los precios del etanol y de las mezclas carburantes (gasohol).

²⁷⁰ Ver: Ley 10612 de 2002: Dispone sobre la concesión de una subvención económica para la adquisición de vehículos automotores movidos por etanol etílico hidratado carburante.

²⁷¹ Ver también: (Goldemberg & Guardabassi, 2009)

En este sentido las condiciones asociadas con el incremento de vehículos flexibles establecen un escenario nuevo que afecta todos los componentes de la matriz energética brasileña. El incremento de la motorización mediante vehículos de consumo flexible es un factor tan robusto que un incremento del 1 % en la flota puede significar un incremento de 4.5 % de la demanda de etanol. Este desarrollo significa por un lado la consolidación del etanol como un producto normal y un sustituto del gasohol, y por otro lado, significa que las medidas fiscales aplicadas han tenido un fuerte impacto sobre las tendencias del consumo de combustibles. Estos instrumentos fiscales pueden ser eficaces no solo para corregir las imperfecciones del mercado sino también para alcanzar algunos objetivos medioambientales, como la eliminación gradual del consumo de gasolina. Asimismo consideran que los mandatos de mezcla obligatorios adquieren la forma de precios de intervención mientras que el etanol, como componente del gasohol (mezcla de gasolina y etanol), ejerce un efecto negativo en el precio final de la Mezcla. (De Freitas & Kaneko, 2011). En el gráfico II-15 podemos observar la distribución del consumo de carburantes entre los vehículos de transporte privados y comerciales livianos.

Gráfico II – 15: Participación de automóviles y vehículos comerciales livianos por tipo de combustible consumido. (Versión acumulada de 2003 a 2011)



Fuente: Elaboración propia partir de (ANFAVEA, 2013)

En la actualidad los propietarios de vehículos flexibles establecen sus preferencias entre etanol y gasohol ponderando el precio del combustible y el rendimiento del carburante. El precio del etanol junto a la capacidad de los consumidores de cambiar de uno a otro combustible, han robustecido la demanda de etanol hidratado como combustible independiente, imponiendo serios desafíos a los reguladores del mercado, principalmente ante la conveniencia de mantener los mandatos de mezcla en el largo plazo y el establecimiento de reservas de etanol. Además, la flexibilidad del marco regulatorio da un rol determinante a los productores agroindustriales en la relación a la estabilidad de suministro y la estabilidad macroeconómica, especialmente ante los efectos de las exportaciones ligadas al incremento de los usos de las materias primas fuera del mercado de combustibles líquidos.²⁷²

²⁷² En cualquier escenario con un incremento de la demanda de combustibles líquidos para el transporte, “*ceteris paribus*”, habrá también un incremento del consumo de etanol hidratado y anhidro. Este incremento

II.2.4.3.2. Incentivos fiscales a la comercialización y transporte de etanol: la CIDE

La CIDE, junto con la introducción en el mercado de los vehículos flexibles han sido factores decisivos en el incremento del consumo de etanol carburante durante este periodo. Como hemos observado líneas arriba la política de subsidios cruzados de precios entre el etanol carburante y la gasolina, mediante la intervención administrativa por parte de la PETROBRAS, había sido una fuente importante de recursos utilizada para favorecer el mercado del etanol carburante. La idea subyacente de los subsidios cruzados fue utilizada tanto durante las etapas de mayor intervención del PNA, hasta los periodos de mayor liberalización del sector. En esta etapa deja de ser una potestad administrativa discrecional, para adquirir la forma de un tributo especial, cuya recaudación se utilizaría principalmente para costear la infraestructura energética en el transporte, incluyendo el transporte y los subsidios a los precios pagados por el etanol carburante. El establecimiento del CIDE, junto a otras importantes medidas significa la institucionalización de la política de subsidios cruzados en un nuevo marco regulatorio de promoción del etanol carburante que permanece, con algunos cambios, vigente hasta la actualidad. La Contribución de Intervención en el Dominio Económico es un impuesto que incide sobre la importación y la comercialización de petróleo y sus derivados, gas natural y sus derivados, así como sobre el etanol etílico carburante.²⁷³

En apartado cuarto del artículo 177 de la constitución Brasileña, perteneciente al Título VII sobre el Orden Económico, se establece que la Ley que instituya la CIDE relativa a las actividades de importación o comercialización de petróleo y sus derivados, gas natural y etanol combustible deberá atender requisitos tales como:

La alícuota podrá ser diferenciada por producto o uso y reducida o restablecida por acto del poder ejecutivo.

Los recursos serán destinados al pago de subsidios a los precios o al transporte de etanol combustible, gas natural y sus derivados y los derivados del petróleo;

Para el financiamiento de proyectos ambientales relacionados con la industria del petróleo y del gas, y

Para el financiamiento de la infraestructura de transporte

se producirá tanto por medio del consumo directo de etanol hidratado carburante, como por el consumo indirecto del etanol anhidro como consecuencia de los mandatos de mezcla con gasolina. Esto significa que aunque los precios de la gasolina bajen, la demanda responderá positivamente al consumo de etanol. Los valores estimados de la elasticidad de la demanda de etanol muestran que ante un incremento de ingreso de los consumidores, la demanda de etanol también se incrementará. Esto se evidencia por la similitud de los valores de demanda de etanol en el corto y largo plazo, así como por la expansión y desarrollo técnico de los vehículos flexibles. (De Freitas & Kaneko, 2011)

²⁷³ Por ejemplo con la aplicación del 12,5 % sobre el precio CIF en el petróleo importado; el establecimiento de tipos de cambio específicos para el petróleo durante la segunda crisis del petróleo, la creación de las cuentas del petróleo, derivados del petróleo y del alcohol, las creación posterior de los fondos FUP el FUPA y más tarde de la PPE. En general a través del control de precios, PETROBRAS permitía garantizar los recursos necesarios para subvencionar el etanol carburante al fijar los precios de la gasolina por encima de sus costos medios. De esta manera, la intervención administrativa equiparaba lo precios de comercialización entre el etanol carburante y la gasolina, a la vez generaba los recursos necesarios para cubrir los costes asociados con la cadena de valor del etanol carburante. Ver: (Baccarin, 2005) y (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010)

La propia Constitución brasileña prevé la subvención de precios y transporte del etanol carburante, instituyendo en el máximo nivel normativo la importancia de las ayudas al sector sucro-energético en Brasil. La ley 10336 de 2001 recoge el mandato constitucional e instituye la CIDE, cuyo producto es destinado, entre otros fines, al pago de subsidios a los precios y al transporte del etanol carburante. De acuerdo con el artículo 3 de la mencionada Ley, la CIDE tiene como hechos generadores las operaciones realizadas por el productor, formulador y el importador de carburantes líquidos como: gasolinas, diésel, querosene de aviación, petróleos combustibles, GLP y etanol etílico carburante. La Ley no incidirá sobre los ingresos por la exportación al mercado internacional de estos productos y el cobro se reforzará con multas moratorias por pagos extemporáneos. En artículo 5 se establecen las alícuotas específicas de la CIDE para cada carburante así como los límites a las deducciones para cada tipo de carburante, como se puede observar en la tabla II-5:

Tabla II- 5: Tributación comparada de la CIDE

Combustibles líquidos	Alícuota (R\$)	Deducción Máxima PIS/PASEP	Deducción Máxima por COFINS
Gasolina	860/m ³	49,90/m ³	230,10/m ³
Diésel	390/m ³	30,30/m ³	139,70/m ³
Etanol etílico carburante	37/m ³	13,20/m ³	24/m ³
Querosene A.	92,10/m ³	16,30/m ³	75,80/m ³
Otros querosenes	92,10/m ³	10,30/m ³	75,80/m ³
Óleos combustibles	40,90/ton	14,50/ton	26,40/Ton
GLP (Gas natural-Nafta)	250/ton	44,40/ton	205,60/ton

Fuente: Elaboración propia a partir de ley 10336

Se pueden aplicar otras deducciones del monto pagado del CIDE para los vendedores de hidrocarburos no destinados a la producción de gasolina o diésel (como puede ser la venta para la industria sucro-alcoholera). El ejecutivo podrá establecer además diferentes alícuotas al diésel de acuerdo a la cantidad de azufre que contenga. Se trata de un pago fijado por unidad de producto, establecido sobre los productores, responsables e importadores de productos energéticos como: la gasolina, el diésel, el kerosene, los combustibles de LPG y etanol etílico carburante. Se gravan así, las operaciones de importación y comercialización de esos productos en el mercado nacional, con el fin de asegurar la igualdad en la fiscalidad entre los productos nacionales e importados, así como para la recaudación de fondos para diferentes propósitos como la protección del medioambiente, subsidios para el etanol carburante y el LPG, así como la inversión en el sistema de caminos.²⁷⁴

Tabla II- 6: Porcentaje de los Estados y el distrito federal en la CIDE

Estado	%	Estado	%
Acre	0,74	Paraná	7,23
Alagoas	1,60	Pernambuco	3,67
Amapá	0,57	Piauí	1,98
Amazonas	1.39	Rio de Janeiro	5,53
Bahía	6,39	Rio Grande do Norte	2,22
Ceará	3,55	Rio Grande do Sul	6,50

²⁷⁴ Ver:(Evaristo, 2011)

Distrito Federal	1,43	Rondônia	1,23
Espírito Santo	2,13	Roraima	0,74
Goiás	4,69	Santa Catarina	3,92
Maranhão	3,00	São Paulo	17,47
Mato Grosso	2,76	Sergipe	1,34
Minas Gerais	10,72	Tocantins	1,68
Pará	2,85		
Paraíba	1,95	Total	100,00

Fuente: Elaboración propia a partir de Ley Nº 10866 de 2004.

En la Tabla II-6 podemos observar el porcentaje de la CIDE por Estados. Se puede observar que algunos de los Estados con mayor producción de etanol, como el Estado São Paulo o Minas Gerais tienen mayores alícuotas de la CIDE, que los estados con menor capacidad de producción de etanol. Esta diferencia puede estar relacionada con los efectos de una mayor presión fiscal sobre los carburantes en la competitividad de la economía estatal y en la renta disponible de los consumidores finales de carburantes en los Estados con menores recursos para la explotación energética de la caña.

II.2.4.3.3. Incentivos fiscales en el pago de otros tributos federales (PIS/ PASEP-COFINS)

Además de la CIDE el etanol carburante y otros combustibles de automoción usados en el transporte son gravados con otros tributos de ámbito federal. Estos tributos son la Contribución para los Programas de Integración Social y de Formación del Patrimonio del Servidor Público “PIS/PASEP”, y la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social “COFINS”. Estas contribuciones federales en el caso del etanol carburante, recaen sobre la renta bruta de las personas jurídicas obtenidas de la venta de etanol. Como en el caso de la CIDE las alícuotas aplicadas a los combustibles de origen fósil son mayores que las aplicadas al etanol carburante, lo que aumenta su competitividad en el mercado de carburantes.

Los estímulos fiscales al etanol carburante mediante menores alícuotas a pagar de las contribuciones federales son reforzados a través de la aplicación de un régimen especial de cálculo del pago del PIS/PASEP y La COFINS, por el que el importador o distribuidor puede optar. Asimismo el modelo regulatorio permite al poder ejecutivo fijar unos coeficientes para la reducción de las alícuotas previstas en la tabla anterior, aumentando o disminuyendo la proporción a pagar de acuerdo con la clase de productores o distribuidores, de los productos o el uso de estos. Los coeficientes de reducción no podrán sobrepasar los límites de 1,65 % y 7,6 % del precio medio de venta al por menor, para el PIS/PASEP y la COFINS respectivamente. Esta diferenciación fiscal la podemos observar en la tabla II-7.

Tabla II- 7: Alícuotas Producto y Actividad de la PIS/PASEP y COFINS

Productores e Importadores		
Producto	PIS/PASEP %	COFINS %
Gasolinas (excepto de aviación)	5,08	23,44
Petróleo Diésel	4,21	19,42

GLP y GN	10,2	47,4
Otras actividades, petróleo y derivados.	0,65	3
Etanol Carburante	1,5	6,9
Otras actividades etanol		
Distribuidor de etanol carburante	3,75	17,25
Distribuidor etanol anhidro para mezcla	0	0
Comerciante minorista etanol carburante	0	0
Operaciones en bolsa y futuros de etanol carburante	0	0

Fuente: Elaboración propia a partir de Ley N° 9718 de 1998, modificada por Leyes 9990 del 2000, 10865 de 2004, 11051 de 2004 y 11727 del 2008.

Además la Ley estipula que el productor, importador y distribuidor de etanol con sujeción al régimen no acumulativo de cálculo de las Contribuciones PIS/PASEP y COFINS puedan cobrar los créditos para la compra del producto, para su reventa a otro productor, importador o distribuidor. Estos créditos corresponden a los valores del PIS/ PASEP y La COFINS adeudados por el vendedor como resultado de la operación. Pero en el caso de las compras de etanol anhidro para adición a la gasolina, es el poder ejecutivo quien determina el valor de los créditos.²⁷⁵

De acuerdo con el Decreto N° 6573 de 2008 el Coeficiente de reducción de las alícuotas del PIS/PASEP y la COFINS es 0,6333 para el productor, importador o distribuidor de etanol carburante. Las alícuotas correspondientes al pago de las contribuciones luego de la aplicación del coeficiente de reducción y los valores de los créditos en caso de adquisición de etanol anhidro serían las siguientes según la tabla II-8:

Tabla II– 8: Incentivos adicionales para la comercialización de etanol carburante

Operador	Régimen especial de cálculo		Coeficiente de reducción de alícuotas =0,6333		Valores de los Créditos para Etanol anhidro	
	PIS/PASEP	COFINS	PIS/PASEP	COFINS	PIS/PASEP	COFINS
Productor o Importador	R\$ 23,38	R\$ 107,52	R\$ 8,57	R\$ 39,43	R\$ 3,21	R\$ 14,9
Distribuidor	R\$ 58,45	R\$ 268,80	R\$ 21,43	R\$ 98,57	R\$ 16,07	R\$73,93

Fuente: Elaboración propia a partir de Ley N° 9718 de 1998, Ley 11727 de 2008 y Decreto N° 6573 del 2008.

El coeficiente de reducción y los valores de créditos podrán volver a estudiarse y modificarse hasta el último día del mes de octubre de cada año, aplicándose a los hechos imponible que tienen lugar a partir del 1 de enero del año inmediatamente posterior al año de su modificación.

Además de controlar los ilícitos potenciales como la evasión fiscal y la adulteración del biocarburante, que como hemos observado líneas arriba aparecieron como consecuencia del proceso de liberalización del mercado del etanol carburante; la estructura impositiva buscaba centralizar el cobro de las contribuciones en las plantas y reducir la competencia desleal en el segmento de la producción.²⁷⁶ De forma conjunta, este marco tributario favorecería la competitividad del etanol carburante frente a los derivados del petróleo.

Incentivos fiscales en el pago de los tributos Estaduales

²⁷⁵ Ver: Ley 9718 de 1998: Cambia la tributación federal.

²⁷⁶ Ver: (Baccarin, 2005)

En Brasil existen otros tributos que gravan las ventas, entregas, suministro y el transporte, así como la producción industrial y la prestación de servicios. Entre estos tributos tenemos al ICMS, el Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Prestaciones de Servicios, que es competencia de los Estados y del Distrito Federal de acuerdo a la constitución de 1988. Según la Ley complementaria N° 87 del 13 de setiembre de 1996, se trata de un Impuesto estadual que grava todas las etapas de la venta del producto, e incide sobre todo el movimiento de bienes, servicios de comunicación y de transporte interestatal y municipal. Se aplica también sobre las importaciones pero exenta del impuesto a las exportaciones.²⁷⁷

En el caso específico de los carburantes, los tipos impositivos pueden variar entre un 12 % y un 30 % según el Estado que aplica el impuesto. En las operaciones dentro de un mismo Estado en general, el ICMS puede variar entre un 17 % y un 18 %, pudiendo llegar al tipo máximo aplicable que es de 30 %. Las operaciones entre diferentes Estados también, determinan el hecho imponible y pueden variar de entre un 7 % (en el caso de operaciones realizadas en las regiones Sur y Sureste) y un tipo de 12 % (para las operaciones entre Estados de las regiones Centro-Oeste, Norte y Noreste).²⁷⁸

Tabla II– 9: Alícuotas del ICMS por Estados y tipo de Carburante

Estados	Gasolina	Etanol Hidratado	Etanol Anhidro	Petróleo Diésel
Acre	25	25	25	25
Alagoas	27	27	27	17
Amazonas	25	25	25	25
Bahía	25	17	25	17
Ceará	27	25	25	25
D.F.	25	25	25	12
Espírito Santo	30	27	27	12
Goiás	27	29	29	18
Maranhão	25	25	25	25
Mato Grosso do Sul	25	25	25	17
Minas Gerais	27	12-22	25-12	12
Pará	28	26	26	17
Paraíba	27	25	25	17
Pernambuco	27	25	25	17
Piauí	25	17	17	17
Río de Janeiro	30	30	30	12
Río Grande do Norte	25	25	25	12
Rondônia	25	25	25	17
Santa Catarina	25	25	25	12
São Paulo	25	12	25	12
Sergipe	25	25	25	18
Tocantins	25	25	25	17

Fuente: Elaboración propia a partir de Secretaría de la Agencia de Tesorería de los Estados-Brasil

De acuerdo con esta ley, el ICMS también incide sobre la entrada en el territorio del Estado destinatario, de petróleo, lubricantes y combustibles derivados de éste, en estado líquido y/ gaseoso

²⁷⁷ Ver: Ley Complementaria N° 87 de 1996: dispone sobre el Impuesto de los Estados y el Distrito Federal sobre las operaciones relativas a la circulación de mercaderías y sobre prestaciones de servicios de transporte inter-estadual e intermunicipal y de comunicación.

²⁷⁸ Ver: Resolución Federal N° 22/89, anexo Tabla de alícuotas en las Operaciones Interestatales.

cuando no están destinados a la comercialización o industrialización derivada de operaciones inter-estadales, pagándose en este caso al Estado donde el comprador se encuentra.

Como podemos observar en la tabla II-9, el Estado que cobra menos ICMS en comparación a la gasolina es el Estado de São Paulo, el cual también es el Estado con la mayor producción de etanol de Brasil. Estados como Bahía, Ceará, Espírito Santo, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, establecen un diferencial de 2 puntos entre el ICMS cobrado al Etanol carburante y a la gasolina, con excepción de Minas Gerais que establece un mayor diferencial que va de 5 a 14 puntos. Los otros Estados no establecen algún diferencial entre el biocarburente y la gasolina, gravándolos con la misma alícuota, con excepción de Goiás que aplica una alícuota menor para la gasolina. Las diferencias entre las alícuotas estatales también influyen en el consumo final de los carburantes en cada Estado, pero como su impacto también depende del tamaño del mercado del transporte, entonces el poco diferencial que puede haber en la mayoría de Estados, se relativiza.

Carga tributaria entre los carburantes

De acuerdo con Amaury y otros (2011), se observa que la carga tributaria media del mercado de carburantes líquidos en Brasil es mayor para la gasolina en comparación con el etanol, y que la carga tributaria para el etanol carburante es mayor que la carga para el diésel. Estas observaciones, pueden ser resultado de una serie de factores como, la existencia de políticas fiscales Estadales, la diferencia de costes logísticos como el transporte, la diferencia de la incidencia de los impuestos federales a causa de las diferentes magnitudes en que son determinados los tributos (M^3 /litros), la alta variación de las alícuotas del ICMS (de 12 % a 30 %) o que haya incentivos tributarios al petróleo diésel por ser el principal carburante de transporte comercial en Brasil. En la tabla II-14 podemos observar la carga tributaria del etanol en comparación con la gasolina y el diésel en las principales regiones de Brasil.

Tabla II– 10: Carga tributaria sobre los principales carburantes en Brasil

Regiones	Carga Tributaria Estimada sobre los carburantes en (%)		
	Gasolina	Etanol Carburante	Diésel
Brasil-Media	38,61	31,36	27,28
Región Norte	37,25	31,97	28,49
Región Noreste	38,95	30,59	30,84
Región Sureste	40,40	31,32	22,57
Región Sur	38,65	29,70	22,20
Región Centro Oeste	38,39	33,29	25,71

Fuente: (Amaury, Hiroshi, & Abrão, 2011)

Resulta interesante observar que la carga tributaria para el etanol carburante resulta menor que para la gasolina, dos productos sustitutivos en un mercado automotriz cada mes más dominado por vehículos de consumo flexible, donde los consumidores finales pueden elegir entre las mezclas de gasolina y etanol anhidro, o el etanol hidratado. De acuerdo con (De Freitas & Kaneko, 2011) la mayor carga fiscal sobre las mezclas de etanol anhidro y gasolina en comparación con el etanol hidratado, es un ejemplo de cómo el gobierno puede influenciar sobre los niveles de demanda interna de etanol en Brasil. Algunos escenarios de alto crecimiento de la producción de etanol son

bastante sensibles a los precios minoristas del etanol hidratado relativo a los precios del gasohol y en sus implicaciones en la demanda de etanol anhidro y gasohol.²⁷⁹

II.2.4.4.Obligaciones de mezcla de etanol anhidro y gasolina

Actualmente en Brasil el etanol es usado primero como un aditivo de oxigenación en la gasolina en la forma de etanol anhidro (99,6° y 0,4° agua). Esta mezcla de etanol y gasolina, en una proporción variable de entre el 18 y el 25 % de etanol se conoce como gasohol. El segundo mayor uso del etanol es puro, en la forma de etanol hidratado (95°) en motores con una capacidad de consumo del 100 % de etanol hidratado, pero principalmente en los vehículos de consumo flexible que pueden consumir cualquier proporción de gasohol o etanol hidratado. En estos últimos vehículos, la cantidad de cada combustible es libremente elegida por el consumidor final al llenar el tanque, teniendo en consideración los precios y la disponibilidad en casi todas las estaciones de servicio en Brasil, que se encuentran equipadas para el consumo tanto de gasohol como de etanol hidratado.²⁸⁰

Como hemos observado en la evolución de las medidas de promoción de biocarburantes en Brasil, el uso de los mandatos de mezclas de etanol y gasolina se remontan a 1931 cuando se estableció la primera medida de esta naturaleza, instituyendo una obligación de 5 % de adición de etanol a la gasolina. Desde entonces este tipo de instrumento se ha venido utilizando para promover las mezclas carburantes y especialmente el uso del etanol anhidro. Asimismo, cabe recordar en este punto que Los mandatos de mezcla de etanol anhidro y gasolina no solamente mantuvieron vivo el mercado del etanol carburante en tiempos de crisis, sino que conforman actualmente una parte sustancial del consumo energético de los productos de la caña en la matriz energética brasileña, junto al mercado de etanol hidratado desarrollado por los vehículos *Flex*. Desde 1993 las mezclas obligatorias de bioetanol anhidro y gasolina forman, oficialmente, parte de las políticas de protección ambiental, especialmente como instrumentos medioambientales para la reducción de emisiones contaminantes por los vehículos de automoción.

Como hemos señalado anteriormente el Consejo Interministerial del Azúcar y el Alcohol, CIMA, es el órgano, que en el ámbito el Ministerio de Agricultura y de Abastecimiento, es el encargado de deliberar sobre las políticas relacionadas con las actividades del sector sucro-alcoholero, entre la que destaca la adecuada participación de la caña de azúcar en la matriz energética nacional. Desde entonces la competencia legal para definir el porcentaje mínimo de mezcla de etanol anhidro con gasolina es del CIMA, el que desde el 1 de octubre de 2011 ha establecido un porcentaje mínimo de mezcla del 20 %.²⁸¹

La dinámica de las condiciones de suministro de etanol en Brasil a lo largo del tiempo, han hecho necesario dotar de mayor flexibilidad la determinación de las mezclas, como podemos observar en la tabla II-11:

Tabla II– 11: Mandatos obligatorios de mezcla de bioetanol anhidro con gasolina

²⁷⁹ Otros consideran que es posible que las actuales políticas fiscales diferenciales para el etanol hidratado y el gasohol, sean instrumentos insuficientes para promover la demanda a los niveles esperados de crecimiento de la producción del biocarburante. Ver: (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, 2011) o (De Freitas & Kaneko, 2011)

²⁸⁰ Ver: (Goldemberg, Teixeira, & Már, 2004)

²⁸¹ Ver: Resolución CIMA N° 01 de 31/08 /11.

Año	Regulación del mandato de mezcla obligatorio	Norma Legal
1993	22 % de etanol anhidro en mezcla con gasolina, con una variación de máxima de +/- 1 %.	Ley 8723
2001	22 % de etanol anhidro en mezcla con gasolina. El poder ejecutivo puede elevar el porcentaje hasta 24 % o reducirlo hasta 20 %.	Ley 10203
2002	El poder ejecutivo puede elevar el porcentaje hasta 25 % o reducirlo hasta 20 %.	Ley 10464
2003	El poder ejecutivo puede elevar el porcentaje hasta 25 % o reducirlo hasta 20 %.	Ley 10696
2011	El poder ejecutivo puede elevar el porcentaje hasta 25 % o reducirlo hasta 18 %.	Ley 12940

Fuente: Elaboración propia a partir de Legislación federal Brasileña.

II.2.4.4. Subvenciones estatales al etanol carburante

Como hemos mencionado líneas arriba, en el nuevo modelo regulatorio del mercado de biocarburantes en Brasil, el Estado continúa cumpliendo un rol promotor del buen funcionamiento del mercado, mucho más alejado del nivel de intervención observado en las primeras etapas del PNA, pero completamente involucrado con desarrollo y la estabilidad de la oferta y la demanda en el mercado interior. Con este fin, el marco regulador establece una serie de mecanismos de ayuda estatal, para atajar las necesidades del sector, complementando y asistiendo a los distintos agentes que operan en la cadena de valor de los biocarburantes. Cabe resaltar que gran parte de estos recursos proviene de las actividades energéticas relacionadas con la explotación y comercialización de combustibles fósiles, por lo que termina siendo una nueva forma de subsidiar de forma cruzada, las energías renovables para el transporte, lo que parece una política con un fundamento económico bastante aceptable desde el punto de vista de la política medioambiental aplicada en el sector de la energía en Brasil.

II.2.4.4.1. Subvenciones al precio y al transporte del etanol carburante: “La ley del etanol”

Con el fin de mantener estables los sectores productivos de etanol, se promulgó la ley N° 10453 del 2002 que establecía un sistema de subvenciones para los precios y el transporte de etanol carburante de producción nacional. La norma establece que parte de los recursos financieros provenientes de la Contribución de Intervención en el dominio económico-CIDE son destinados a la concesión de estas subvenciones de manera directa o mediante convenios con los Estados, con los productores o sus entidades representativas, con cooperativas centralizadoras de ventas, con productores de materia prima, o por medio de medidas de política económica de apoyo a la producción y comercialización del biocarburante.

Las medidas de política económica tienen como objetivo estabilizar el sector productivo, reducir la volatilidad del precio y contribuir en la estabilidad de la oferta del producto, siendo creadas por el poder ejecutivo a su exclusivo criterio y pueden comprender, entre otras, las siguientes medidas:

La equiparación de costes de producción de las materias primas.

La adquisición y venta de etanol carburante.

Los instrumentos para apoyar el flujo de producción por medio de un sistema de premios pagados hasta un límite definido por el volumen de la propia capacidad de producción.

La oferta inicial de garantía de precios a través de la promesa futura de compra y venta de etanol; pudiendo el interesado ejercer o no la opción de entrega del producto.

Financiamiento para el almacenaje del producto, con o sin opción de compra.

Financiamiento de Cédulas de producto Rural- CPR.

Pagos para la equiparación de tasas de interés en los financiamientos destinados al almacenamiento de etanol carburante.

El CIMA propondría al Consejo Monetario Nacional la regulación de las líneas de crédito necesarias para las subvenciones del etanol donde se establecerían las condiciones básicas de la financiación. Luego de esto, el MAPA sería el encargado de la implementación de estas medidas.²⁸²

Como podemos observar, la recaudación de la CIDE se destina a subvencionar gran parte de la cadena de valor de los biocarburantes, especialmente desde el lado de la oferta. Frente al riesgo potencial relacionado con la estabilidad en el suministro, como hemos observado en el análisis de periodos anteriores, el Estado, además de otros instrumentos, utiliza los recursos provenientes de una fiscalización diferenciada para mantener el mercado del etanol carburante funcionando a niveles flexibles, vinculados principalmente con la evolución de la demanda en el mercado interno.

II.2.4.4.2. Subvenciones al I+D

Las subvenciones cruzadas son importantes para el financiamiento de actividades y proyectos de investigación, desarrollo e implementación, incidentes sobre la cadena de valor de los biocarburantes en Brasil. Las subvenciones son cruzadas por que los fondos se obtienen de las actividades extractivas de combustibles fósiles. A través de uso de parte de las regalías por la explotación de hidrocarburos como el petróleo y el gas, se contribuye al financiamiento de la investigación y desarrollo de industrias estratégicas, entre la que se encuentra la industria de biocarburantes.

Con la modificatoria del artículo 49-I, d) la ley 9478 en 2009 por la ley 11921, se establece que cuando la producción tenga lugar en tierra, lagos, ríos, islas fluviales y lacustres; el 25 % del valor de las regalías que excedan el 5 % de la producción de petróleo o gas natural será destinado al Ministerio de Ciencia y Tecnología para financiar programas de ayuda a la investigación científica y al desarrollo tecnológico aplicado a, entre otras industrias, a la industria de biocarburantes. Además en el Artículo 49-II, F) se prevé que otro 25 % del valor de las regalías que excedan un 5 % de la

²⁸² Ver: Ley Nº 10453 del 2002, Que dispone sobre las subvenciones al precio y al transporte del etanol carburante y subsidios al precio del gas licuado de petróleo (GLP), y da otras providencias. Por ejemplo con el Decreto Nº 4353 de 2002 se instituyen algunas medidas apoyo a la producción y a la comercialización de etanol carburante, como:

- a) El financiamiento del almacenaje del producto, con o sin equiparación de las tasas de interés;
- b) Oferta anticipada de garantía de precios mediante promesa de compra y venta futura de etanol carburante, pudiendo el interesado ejercer o no la opción de entrega del producto;
- c) Adquisición y venta de etanol carburante;
- d) Premios a pagar según el volumen de la misma producción a fin de promover las ventas del mismo.
- e) Equiparación de costes de producción de la materia prima,
- f) La financiación para la adquisición del Certificado de Producto Rural- CPR.

Los efectos financieros de las medidas serían cubiertos por la Contribución de Intervención en el Dominio Económico, siendo el CIMA el que propondrá al Consejo Monetario nacional la reglamentación de las líneas de crédito que considere necesarias para la implementación de las medidas indicando también las condiciones de financiamiento.

producción, será destinado al financiamiento de la investigación científica y el desarrollo tecnológico, de entre otras industrias, a la industria de biocarburantes, cuando las actividades de producción sean realizadas en plataforma continental.

Con estas medidas que complementan e incentivan las actividades de I+D de la industria de los biocarburantes, se trata de impulsar la transición energética, hacia el mayor uso de fuentes de energía primaria más limpias, con menor contenido de carbono y con capacidad de explotación doméstica con el fin de reducir las importaciones futuras de energía.

II.2.4.4.3. Incentivos financieros a la producción

El sistema financiero también favorece el desarrollo del mercado de biocarburantes en Brasil y La Banca pública un rol protagónico en este ámbito. EL BNDES fue creado en el año 1952 por la ley 1628, como el Banco Nacional de Desarrollo Económico, una agencia autónoma del gobierno encargada de las transacciones financieras vinculadas a la modernización y desarrollo de la economía nacional, consideradas como servicio público federal.²⁸³

La ley 5662 del 21 de junio de 1971 convierte el BNDES en una empresa pública, con personería jurídica de derecho privado y patrimonio propio. Asimismo se establece que el BNDES podrá efectuar todas las operaciones bancarias necesarias para la realización del desarrollo de la economía nacional, en los diferentes sectores y con las limitaciones previstas en su presupuesto de inversiones. Este cambio permitió una mayor flexibilidad para la captación y aplicación de los recursos, y una menor interferencia política en el desempeño de sus funciones.

El BNDES tuvo un rol protagónico en el proceso de sustitución de importaciones. En 1982 pasó a denominarse Banco de Desarrollo Económico y Social y tuvo como objetivos fomentar la competencia en el mercado interno, así como promover la privatización de grandes empresas brasileñas y dar impulso a las exportaciones. Posteriormente se enfocó en apoyar la descentralización regional con una mayor inversión en las regiones menos desarrolladas del Brasil, el apoyo a la PYMES, así como en promover la innovación y el compromiso socio-ambiental. Asimismo, el Decreto 4418 de 2002, que aprueba los estatutos Sociales de la Empresa pública BNDES, establece que es el principal instrumento de ejecución de la política de inversión del Gobierno Federal, y tiene como objetivo primordial apoyar programas, proyectos, obras y servicios que se relacionen con el desarrollo económico y social del País. A pesar de que las actividades de estímulo económico están dirigidas principalmente a la iniciativa privada, también se encarga del apoyo a emprendimientos de interés nacional a cargo del sector público.

Actualmente el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social, tiene varios programas para el financiamiento de las diferentes etapas de la cadena de producción de los biocarburantes, tales como plantación de caña de azúcar y oleaginosas; adquisición de maquinaria y equipo; desarrollo tecnológico; infraestructura para almacenamiento y cogeneración de energía entre otros.

Entre los programas de financiamiento factibles de promover el desarrollo de la cadena de valor los biocarburantes están:

FINAME: Financiamiento para la adquisición de máquinas y equipo nuevo, de fabricación nacional,

²⁸³ Ver: (BNDES , 2012)

FINEM: Financiamiento para la realización de proyectos de despliegue y expansión y modernización,
 MODERFROTA: Financiamiento para la adquisición de tractores agrícolas e implementos asociados y cosechadoras,

MODERMAQ: Financiamiento para la adquisición de bienes de capital,

FUNTEC: Financiamiento de proyectos enfocados al desarrollo tecnológico y la innovación, que sea de interés estratégico para el país, como las energías renovables provenientes de la biomasa con el fin de asegurar la competitividad de Brasil en esa área.

PROINFA: Inversión en proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes alternativas (como la biomasa).²⁸⁴

Sin consideramos que el mercado de los biocarburantes constituye un sector fundamental para el desarrollo sostenible de la política energética-ambiental brasileña, el BNDES podrá financiar los proyectos vinculados al sector a tasas con intereses por debajo de los intereses del mercado y con mejores condiciones de pago que se ofertan en el mercado financiero. Un instrumento interesante para financiar principalmente la oferta, pero también la demanda de etanol y otros biocarburantes, con el fin de expandir o estabilizar el mercado.

II.2.4.5. Mercado y regulación en la actualidad

Con la liberalización y desregulación de fines de los 1990s, se reafirmaba que la opción del gobierno frente la política energética aplicada al sector los carburantes para el transporte, no incluiría una política de grandes subsidios para la expansión del mercado del etanol hidratado, como la efectuada durante el PNA. Pero esto no significó el completo repliegue del Estado en el sector sucro-alcoholero. Con el nuevo incremento de los precios del crudo, se observa el desarrollo de un nuevo y favorable marco institucional y regulatorio para el sector sucro-alcoholero, sustentado en un modelo de intervención pública más acorde con los principios de eficiencia, propios de la economía del bienestar, y especialmente observados en el tratamiento de la política medioambiental y los fallos en los mercados de productos energéticos.

La política medioambiental se consolidaría como uno de los principales fundamentos del gobierno en favor de la institucionalización de la industria de biocarburantes en la política energética brasileña, justificando la aplicación de subsidios y otras medidas de protección del sector, en la internalización de los costes externos derivados del consumo de carburantes fósiles en el transporte rodado y otros sectores económicos. La maximización de bienestar social mediante la corrección de las externalidades negativas de carácter ambiental, vinculado a las nuevas políticas de lucha contra el cambio climático, presentaba una ventaja de oportunidad porque podría aplicarse tanto en el

²⁸⁴ Desde la ley Nº 11789 de enero del 2005 se ha establecido una política Estadual para incentivar el desarrollo de las micro-destilerías de etanol y el procesamiento de derivados de caña de azúcar en las plantas con capacidad de producción de hasta 10.000 Litros/día en el estado de São Paulo. El objetivo de la ley es facilitar la inversión de los pequeños y medianos productores, de los agricultores familiares, de los arrendatarios rurales, comodatarios y aquellos involucrados en proyectos de reforma agraria, en la producción de bioetanol para autoconsumo, y otros derivados de la caña de azúcar a través del crédito rural, la investigación agropecuaria y tecnológica, la extensión rural y la asistencia técnica, así como la promoción y comercialización de los productos. Ver: (Puerto Rico J. , 2007)

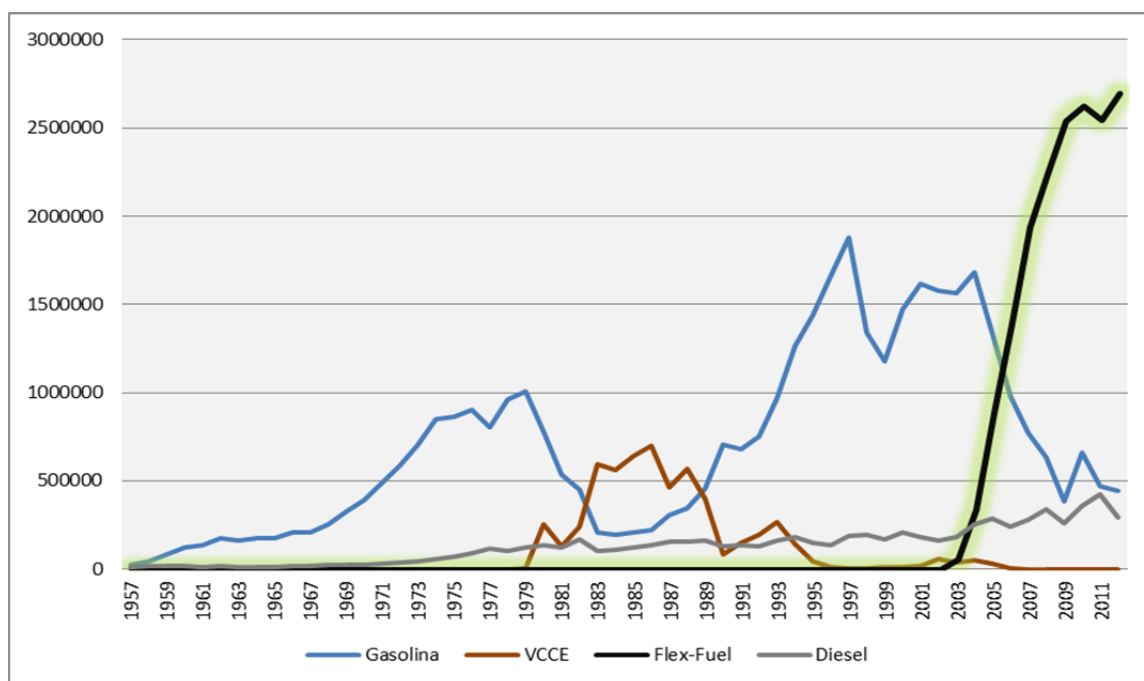
contexto de bajos precios del petróleo durante los 1990s, como en un nuevo panorama de incremento de los precios del crudo en el mercado internacional durante los 2000.

Asimismo, desde el establecimiento de la CIDE, la competitividad del etanol carburante frente a la gasolina ganaba fuerza de ley y salía de la competencia administrativa de la PETROBRAS. En cuanto detuvo el monopolio de refino de petróleo, la PETROBRAS, a través de su política de precios, podía garantizar los recursos para financiar o subsidiar el etanol y otros carburantes, fijando los precios de otros derivados como a gasolina por encima de sus costos medios, estableciendo una práctica de subsidios cruzados favorable al etanol. La liberalización del mercado de derivados del petróleo ocurrida entre 2001 y 2002, impedía que la PETROBRAS continuase, a través de actos administrativos vinculados su política de precios, sobre-fiscalizando algunos derivados para subsidiar el etanol hidratado, puesto que, desde entonces otras compañías podían producirlos o importarlos. Esta situación daría un vuelco con la ley 10336/2001, que instituyó la CIDE sobre a importación y la comercialización de petróleo y sus derivados, gas natural y etanol carburante. La ley legalizó la diferenciación del trato fiscal, aplicado de facto por la PETROBRAS, así como la política de subsidios cruzados en favor del al etanol.

Desde 2002 se instauraría además un nuevo régimen de estímulos conteniendo líneas específicas para la ampliación del parque productivo sucro-alcoholero. La recaudación de la CIDE tenía entre sus principales objetivos, subsidiar los precios y el transporte del etanol. Asimismo la ley nº 13/5/2002 o Ley del etanol establecía una nueva línea de subsidios al precio y al transporte del biocarburante. Con estas medidas se garantizaba una fuente de recursos públicos para el financiamiento de la producción, almacenamiento y transporte del etanol, así como de su materia prima, la caña de azúcar.

Además, las políticas de demanda en el mercado de automóviles a alcohol fueron clave para la recuperación del mercado del etano hidratado. Para reflotar el mercado de etanol carburante, las medidas no solamente debían estar basadas en los mandatos de mezcla con etanol anhidro, sino fundamentalmente en el incremento del consumo de etanol hidratado. Para esto era imprescindible activar la demanda de consumo de vehículos que puedan consumir directamente el biocarburante. En este contexto aparece en el mercado una nueva tecnología de vehículos, que sería un factor clave para la recuperación del consumo de etanol hidratado. Con el compromiso entre el sector de la Industria Automotriz representado por ANFAVEA y el gobierno se lanzó al mercado un modelo utilitario que podía consumir tanto gasolina, como mezclas con etanol anhidro, así como etanol hidratado puro, el "*Flex-fuel*". En el Gráfico II-14 podemos observar los dos grandes intentos de activar la demanda de consumo de etanol hidratado en Brasil, y como este desarrollo termina haciendo caer la cantidad de vehículos a gasolina en el mercado.

Gráfico II – 16: Evolución del parque automotriz en Brasil



Fuente: Elaboración propia a partir de ANFAVEA (2013)

La reactivación de la demanda daría el impulso final a la reactivación y a la expansión de la inversión en capacidad de producción de etanol. Por un lado, el incremento de los mandatos de mezcla elevaría el consumo de etanol anhidro²⁸⁵, y por otro lado el nuevo compromiso entre el Estado y la industria automotriz daría lugar a la introducción en el mercado de los vehículos FLEX. Esto sumado a las políticas de fiscalidad diferenciada en favor del etanol hidratado, generaría los incentivos necesarios para incrementar el consumo interno de etanol hidratado, al reducir el riesgo de adquisición de vehículos que podía consumir el biocombustible de caña, sin estar atados a una sola fuente de suministro.

II.2.5. Síntesis de la regulación del mercado de etanol carburante en Brasil, desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad

El análisis de las distintas etapas por la que ha atravesado la regulación del mercado del etanol carburante, ha sido fundamental para entender que la racionalidad de la regulación está en función de los principales actores vinculados al sector, especialmente la agroindustria de la caña de azúcar, el Estado regulador y los consumidores finales de carburantes para el transporte. Los mercados alimentarios y energéticos a su vez, han influenciado en las decisiones de estos actores en relación al uso del etanol carburante como sustituto parcial de la gasolina en el sector transporte rodado. Estos efectos parecen tener carácter dinámico y se reflejan principalmente en los costes de oportunidad de cada uno de los actores en relación a las opciones disponibles, tanto las que surgen en los mercados alimentarios, como en los mercados energéticos, y en el coste político de las decisiones de los gobiernos. Estas decisiones políticas y económicas se han plasmado en medidas concretas, tanto sobre la oferta, como sobre la demanda de etanol carburante, y que al interactuar mutuamente una

²⁸⁵ La medida más significativa fue la Ley 8723/1993 que fijaba un porcentaje de mezcla de 22 % de adición de etanol anhidro a la gasolina, en favor de la protección medioambiental. Con la ley 10203 del 22/2/2001 se dio mayor flexibilidad, permitiendo que el porcentaje de mezclas se establezca una banda de entre un 20 % y un 24 % dependiendo de la mayor o menor disponibilidad de etanol en el mercado.

sobre la otra, han influido en la forma como se ha desarrollado el mercado a lo largo del periodo analizado.

Retrospectiva de las políticas de oferta de etanol carburante en Brasil

Por un lado, la política energética basada en las importaciones de petróleo barato durante los años dorados tuvo, consecuencias en la caída de la producción propia de carburantes en Brasil. No solo se había inmovilizado la evolución de la sustitución de gasolina con etanol carburante, sino también se paralizaron las prospecciones de crudo, desincentivadas por los bajos precios en el mercado internacional. Como consecuencia de estas medidas, aumentó la dependencia energética externa. Por otro lado, con una nueva crisis de sobreproducción de azúcar en el sector sucro-alcoholero las condiciones para un nuevo plan de sustitución se hicieron óptimas. El PNA junto a otras medidas en el ámbito energético, se desplegaron impulsadas por el impacto económico de la crisis de costes de la energía acaecida durante los 1970s.

Como consecuencia de las crisis en los mercados de la energía y del azúcar, las dos primeras fases de PNA estuvieron caracterizadas por un alto grado de intervención Estatal, tanto en el sector de la energía como en el sector sucro-alcoholero. Se destinaron grandes cantidades de recursos para su financiamiento y se reguló rígidamente el comportamiento de los actores de la cadena de valor. El objetivo fundamental del plan para el gobierno era reducir la alta dependencia en las importaciones de crudo y contener los efectos del shock petrolero, mientras que para el sector agroindustrial del azúcar era reducir la producción en los mercados de alimentos, destinando la caña de azúcar para cubrir la demanda regulada en los mercados de energía, acabando con los problemas de sobreproducción y estabilizando los precios del azúcar. Para esto, los primeros pasos del PNA se focalizaron en incrementar la oferta de etanol en el mercado. Aumentar la producción, necesitaba de inversión en bienes de capital, como en nuevas destilerías, mejoras en las destilerías antiguas, así como en la productividad agrícola. Estas inversiones difícilmente se hubieran realizado sin el sistema de financiamiento exclusivo para el programa, la inversión pública y privada, así como los subsidios aplicados durante el PNA.

La política de subsidios, ha evolucionado desde el lanzamiento del PNA, siendo no solamente fundamentales para el éxito del PNA en su fase inicial, sino también muy importantes para el funcionamiento del mercado en la actualidad. Ese esfuerzo del sector público hubiera sido en vano si los sectores subsidiados de la producción no hubieran invertido en I+D, en la búsqueda de la mejora de la productividad y del progreso técnico en el cultivo de la caña, en el procesamiento de la materia prima para la obtención de etanol o en la adaptación de la tecnología de vehículos de consumo flexible al mercado brasileño.²⁸⁶

Con la caída de precios del petróleo y el problema de la deuda llegó la desestructuración del PNA, y la progresiva liberalización del sector. Muchos subsidios directos a la producción y gastos burocráticos fueron eliminados, y se establecieron nuevas condiciones de competencia en el mercado, eliminando a los productores más dependientes de los subsidios y fortaleciendo a los demás, que a través de un proceso de fusiones, adquisiciones y concentraciones de capital, reorganizaron y modernizaron la industria de la caña de azúcar, elevando significativamente la

²⁸⁶ VER: (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, Biofuels and Sustainable Development in Brazil, 2011)

productividad del sector. Asimismo, el impacto de la liberalización en el mercado daría lugar a una segmentación de las transacciones que ahondaría la caída de los precios del etanol carburante.

Posteriormente, con la caída de las ayudas al sector sucro-alcoholero aumentaría el coste de oportunidad de producir etanol carburante, especialmente cuando los precios del azúcar se incrementasen en el mercado internacional. La nueva vinculación de los precios del etanol a los de la gasolina desincentivaron la producción y se produjo una crisis de abastecimiento que llegó hasta la importación de etanol para cubrir la demanda interna. Sin embargo, aun con la marcada liberalización del mercado y la caída de muchos productores respecto a las fases anteriores, se establecieron una serie de medidas para corregir los desequilibrios y mantener operativo el mercado a un mínimo nivel.²⁸⁷

La liberalización de todos los precios a partir de 1999 tuvo efectos directos en la competitividad y en la coordinación de la cadena de valor de la caña, el azúcar y el alcohol. La respuesta del sector fue la cooperación mediante la asociación en organizaciones que agrupaban los intereses de los principales actores de la industria sucro-alcoholera. Desde el punto de vista de la competencia en el mercado interno, este proceso de liberalización favorecería a los productores del centro-sur en el largo plazo, en contrapartida de los productores del noreste. La región del centro-sur de Brasil, expandió su producción y su dominio con un mercado más desregulado, debido en parte a sus mayores niveles de eficiencia productiva industrial y agrícola, el desarrollo de economías de escala, así como un mercado más desarrollado en relación con la región del noreste brasileño. Las características del sector sucro-alcoholero, así como la organización industrial de la región centro-sur permitieron remontar la crisis sobreviniente a la liberalización y caída de los precios del etanol y estabilizar posteriormente el mercado con sus altos niveles de producción.

Posteriormente, con la institucionalización de una nueva política energética sustentada en la libre competencia y la libre iniciativa empresarial, así como en la protección ambiental; el marco legal para el desarrollo de las actividades de promoción de biocarburantes se optimiza para la inversión del sector privado. Para conseguir alcanzar los objetivos en el sector energético, se optaba por un modelo más liberal, donde los problemas de seguridad de suministro y choques exógenos en la economía brasileña, serían abordados en principio desde una perspectiva económica más descentralizada.

La integración expresa de los biocarburantes y otras renovables en la matriz energética brasileña, establece un nuevo ámbito de acción del Estado para favorecer las energías alternativas y la sustitución de combustibles fósiles, que se da en un nuevo escenario de incremento sustancial de los precios de la energía y recurrencia de los clásicos problemas de sobreproducción en el sector sucro-alcoholero. Los compromisos de reducción de emisiones de Brasil establecidos en su ley de Cambio Climático, legitima aún más la integración del sector de la energía y el medioambiente, dotando de

²⁸⁷ El incremento de los mandatos de mezcla de gasolina con etanol anhidro, medidas para reactivar la comercialización del alcohol, así como varios tipos de control de los pagos a las destilerías y garantías de compra a través de un sistema de reservas con precios de adquisición de alcohol; se usaron para subvencionar en lo posible el coste del etanol carburante y para mantener funcionando el mercado. La prolongación del mantenimiento de los precios del etanol también fue un instrumento de protección de los productores, dado que los precios de mercado eran más bajos que los establecidos por el gobierno y aun cuando estos precios no llegaban a cubrir en muchos casos los costes de producción, dieron un cierto alivio a la industria.

nuevos instrumentos aplicables por el Estado para alcanzar los objetivos ambientales de incremento de consumo de biocarburantes.

La industria de biocarburantes ahora funciona formalmente en un mercado libre pero altamente regulado, donde la intervención del Estado se justifica económicamente por el costo social del deterioro ambiental, el coste energético, y en el caso específico del biodiesel, por el objetivo de inclusión social del PNPB. Las instituciones que gobiernan el sector, como el CIMA el CNPE o la ANP, aseguran la participación de los biocarburantes en la matriz energética, mediante algunos mecanismos que consideran necesarios para corregir el funcionamiento libre del mercado, que en contextos distintos “equivalen” a las medidas adoptadas en el PNA.²⁸⁸

Actualmente con la estabilidad y crecimiento de la demanda, el problema se traslada a la estabilidad y suficiencia del suministro de etanol carburante. Aunque la oferta industrial de etanol también cumplió un rol expansivo en el actual mercado del etanol, los productores de etanol han sido sistemáticamente presionados por el incremento de la demanda, que ha mostrado una tasa promedio de crecimiento del 2,06 %, desde el año 2003 al 2010. La disrupción de la oferta de etanol a finales de 2009 y principios de 2010 empujó los precios del etanol a sus niveles históricos desde 2002 y forzó al gobierno a establecer una reducción de los mandatos de mezcla al nivel mínimo autorizado de entonces, que era de 20 %, con el fin de ofertar más etanol hidratado. Tres factores parecen haber convergido en los últimos años para exigir al máximo la producción nacional brasileña de etanol carburante: La caída de la producción de caña de azúcar, la sostenida fortaleza de la demanda mundial de azúcar (que incrementa el coste de oportunidad de los productores de etanol) y el crecimiento de la demanda doméstica del etanol carburante por el uso de los vehículos *Flex*.²⁸⁹

Asimismo, las exportaciones de azúcar parecen estar destinadas a incrementarse en el corto y mediano plazo debido a la expansión general del mercado mundial de productos agrícolas, el aumento de precios del azúcar y la reciente decisión de la OMC sobre la eliminación progresiva de los subsidios a las exportaciones de azúcar de los Países Europeos (lo que incrementaría las cuotas del azúcar brasileño en el mercado internacional). En este escenario potencial, podría ser preferible para los productores producir un poco más de azúcar que etanol, dado que el azúcar presenta un mejor flujo de fondos y menores costos logísticos como de almacenaje y distribución de stocks, entre otros costos relativos. Como la mayoría de plantas tienen la flexibilidad de producir tanto etanol como azúcar, la seguridad de suministro de etanol podría verse afectada, tal y como sucedió en 1989. Esto, sumado a la falta de infraestructura de transporte a gran escala, podría afectar el mercado exterior del etanol y las posibilidades de exportación, especialmente ante la necesidad de cubrir la demanda regulada por el RFS-2 en el mercado estadounidense de biocarburantes (que analizaremos en el capítulo III).

²⁸⁸ Los mecanismos para regular el funcionamiento del mercado interno existen hasta la actualidad, en un contexto institucional más liberalizado. Las subvenciones y los incentivos fiscales se utilizan para equilibrar la sustitución a los niveles óptimos de oferta y demanda del producto. Los recursos para los subsidios, se obtienen de la imposición de una fiscalidad diferenciada mayor para la gasolina que para el etanol, aplicadas en diversos tributos que gravan los carburantes de automoción. La mayor carga tributaria media sobre la gasolina, favorece la competitividad del etanol hidratado y demuestra cómo el gobierno puede influenciar sobre los niveles de demanda interna del etanol. Asimismo, la red de programas de financiamiento público del BNDES, para proyectos en energías renovables y biocarburantes promueve la expansión de la producción tanto para el mercado interno como para las exportaciones.

²⁸⁹ Ver: (Giesecke, Horridge, & Scaramucci, 2009) y MAPA- Brasil (2010)

Esto refleja, en la coyuntura actual, hasta qué punto la oferta nacional de etanol es más preocupante que la demanda y como la capacidad de la industria de la caña de azúcar en general y las políticas en particular, van a enfrentar las presiones al alza de los precios del azúcar y aquellas que buscan convertir el etanol en una “commodity” internacional. La evidencia sugiere un incremento de la demanda de etanol en el corto plazo, lo cual importa una serie de consecuencias económicas, sociales y medioambientales.²⁹⁰

Una salida potencial sería la tecnología de segunda generación. El potencial que ofrece el desarrollo de la tecnología para producir etanol de segunda generación, a través del uso de la celulosa contenida en el bagazo de la planta, podría triplicar la producción por hectárea de etanol y reducir la necesidad de tierras en un escenario de alta producción. Sin embargo, dados los altos riesgos tecnológicos vinculados al desarrollo comercial de biocarburantes avanzados, es evidente que sería necesario un nuevo y estable marco regulatorio para asegurar el éxito de un nuevo programa del etanol brasileño, que se extienda a la explotación de nuevos recursos de biomasa no alimentaria en el futuro.²⁹¹

Retrospectiva de las políticas de demanda de etanol carburante en Brasil

Como hemos observado en el análisis de la regulación y el mercado, durante la segunda etapa del PNA el objetivo principal fue robustecer la demanda y equilibrarla a los niveles de oferta logrados con el incremento de la producción, más allá de los mandatos de mezcla de etanol anhidro con gasolina, que había caracterizado el periodo anterior al PNA. La estrategia se basó en la expansión del mercado automotriz de vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado. Esto se logró gracias a la colaboración entre el sector industrial automotor y el gobierno. Por un lado, los diferenciales fiscales a la producción de los vehículos de consumo exclusivo de etanol (VCEE), frente a la producción de otros vehículos a gasolina y el sistema regulatorio establecido en el PNA para elevar la producción de etanol hidratado (exigido por la industria automotriz), generaron los incentivos necesarios para la inversión en el sector y el lanzamiento al mercado de los vehículos VCEE.

Por otro lado, otros incentivos económicos fueron aplicados a los precios de los vehículos VCEE para favorecer su adquisición por los consumidores finales. En esta misma línea, los estímulos al consumo final de los carburantes por medio de una discriminación fiscal favorable al alcohol, resultaban en precios del etanol hidratado, mucho más competitivos que los precios de la gasolina. En conjunto, estas medidas incrementaron notablemente el consumo del etanol hidratado en sustitución de la gasolina. El programa fue el éxito de un modelo original que combinaba esfuerzos en el sector privado y público, permitiendo el resurgimiento de un mercado nacional del etanol carburante mucho más sólido que en los antiguos intentos anteriores al PNA.

Posteriormente, con desestructuración del PNA, (especialmente por el problema de los pagos a los productores de etanol) la producción cayó, impactando negativamente en la demanda de vehículos VCEE. La crisis de suministro de etanol afectó la confianza de los propietarios de vehículos de

²⁹⁰ Ver: (Giesecke, Horridge, & Scaramucci, 2009) y MAPA-Brasil (2010)

²⁹¹ Ver: (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, Biofuels and Sustainable Development in Brazil, 2011)

consumo exclusivo de alcohol, trayéndose abajo las ventas de los VCEE y subsecuentemente la demanda interna de etanol hidratado.²⁹²

Aunque la producción y consumo de etanol hidratado serían afectados duramente por la desregulación y la caída de los precios, hasta la llegada de los vehículos Flex, el etanol anhidro podía mantener sus niveles de demanda de etanol por medio de los mandatos de mezcla obligatorias que sobrevivieron la desregulación, apoyándose en sólidos fundamentos económicos para su aplicación, basados principalmente en la internalización de los costes ambientales externos derivados del uso de combustibles fósiles en el mercado de carburantes usados en el transporte.

Como hemos observado líneas arriba, la política energética en favor del uso del etanol carburante respondió a diversos objetivos que se fueron alternando y superponiendo ante las diversas coyunturas en los mercados de la energía y del azúcar, las que imponían los cambios y recambios en las políticas de sustitución o promoción de derivados del petróleo y etanol carburante. En un entorno económico poco favorable a la subvención del etanol carburante, surge la protección ambiental como un nuevo y oportuno objetivo que se integra en las políticas de sustitución de petróleo, impactando en un primer momento en el mantenimiento del consumo de etanol anhidro, para luego desplegar toda su influencia en las medidas adoptadas sobre los demás carburantes y energías renovables. En la actualidad, los mandatos obligatorios de mezcla, mantienen los niveles de consumo de etanol anhidro entre el 18 % y el 25 % de la demanda total de gasolina en Brasil.

Con la introducción de los vehículos flexibles se superaron los problemas de demanda que aquejaban al sector desde el inicio de su liberalización. Con el incremento de la elasticidad de la demanda de carburantes alcanzada por el desarrollo tecnológico del vehículo Flex, el consumidor final tendría la capacidad de elegir, en razón de los precios y la eficiencia energética, qué carburante usar en su vehículo. De esa manera, los problemas de confianza en un adecuado suministro de etanol que afectaron a los propietarios de vehículos de consumo exclusivo de etanol-VCEE, fueron superados por el avance tecnológico, dado que ante una circunstancia de incrementos abruptos de precios o disrupción en el suministro de etanol hidratado, el consumidor final podía optar por usar gasohol (mezclas de gasolina y etanol). Esta es una característica única del mercado brasileño en relación con otros grandes mercados de biocarburantes, y que hace del país sudamericano el país con la mayor cuota de consumo de energías renovables en el transporte a nivel global.

El incremento del uso de vehículos flexibles en Brasil simbolizó la entrada a una nueva etapa en la expansión del mercado de etanol carburante, siendo además un componente central del incremento de la demanda en el mercado de combustibles líquidos. Para algunos, el crecimiento de la flota brasileña de vehículos flexibles aparece como el factor más importante del desarrollo de la demanda

²⁹² Para equilibrar el mercado, el gobierno trató primero de reducir el consumo, desactivando los incentivos a la demanda de VCEE. Posteriormente el gobierno adoptó medidas tendientes a incentivar nuevamente a demanda de consumo de etanol hidratado, tratando de incrementar su competitividad frente a la gasolina. Sin embargo la recuperación plena de la demanda no se alcanzaría sino hasta la llegada de los vehículos de consumo flexible, vehículos Flex, al mercado desde 2003. Por ello, aún con la liberalización del sector, el Estado mantenía un nivel de regulación importante en el mercado de carburantes, con el fin de mantener el consumo de etanol carburante, mediante los mandatos de mezcla con etanol anhidro.

de etanol en el largo plazo, seguida de la influencia de los precios del etanol y de los mandatos de mezclas de gasolina con etanol anhidro.²⁹³

Las medidas adoptadas para incrementar la demanda por parte del gobierno federal no hubieran sido posibles sin la participación del sector privado. Asimismo, este sector no se hubiese beneficiado del mercado del etanol, sin las medidas regulatorias que garantizarían el marco adecuado para la inversión a gran escala en la producción de etanol y del vehículo flexible. La relación asociativa y de mutuo beneficio entre el sector público y el sector privado coincide con la expansión del mercado de etanol durante el periodo iniciado desde principio de la década del 2000.

II.2.6. El Biodiesel en la Matriz energética Brasileña

A diferencia del etanol carburante, la promoción del biodiesel en Brasil forma parte de una política relativamente nueva, que emerge dentro del nuevo paradigma funcional del Estado en sector de la energía, un rol regulador y promotor de la eficiencia en el funcionamiento de los mercados de productos energéticos, pero también enfocado en la equidad, mediante el desarrollo medioambiental y socialmente sostenible de la economía energética brasileña. Este último punto sería clave para entender las diferencias entre el modelo de promoción del etanol carburante y el modelo desarrollado para la promoción de biodiesel (Sttatman, Bindraban, & Hospes, 2008).

De acuerdo con (Rodriguez, 2006), el "*Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel*" o PNPB, constituye un ejemplo de política pública construida e implantada con amplia participación de los principales actores vinculados a la cadena de valor del Biodiesel. Con el biodiesel el Gobierno brasileño procura evitar un resultado como el observado en el caso del etanol de caña de azúcar, cuya producción se encuentra concentrada en una sola fuente específica, el monocultivo de caña de azúcar. Una diversificación de materias primas, como se pretende con el PNPB, trata de descentralizar la producción de biodiesel, integrando en su cadena de producción, diferentes categorías de agricultores y de operadores económicos de las diversas regiones del país. Es desafío se centra en la necesidad de seleccionar un número limitado de fuentes que presenten las mejores ventajas y perspectivas, para lo cual se necesitan políticas públicas adecuadas en relación al desarrollo tecnológico y la investigación, así como las enfocadas en la mejoras de la logística producción.

En este punto daremos un panorama de la evolución de la regulación del biodiesel en el mercado brasileño, desde los orígenes de las primeras políticas que han impulsado el sector, hasta el estado de las principales políticas y regulaciones que afectan el desarrollo del mercado en la actualidad.

II.2.6.1. Antecedentes

El uso energético del aceite vegetal en Brasil ha venido siendo materia de investigación para su desarrollo como fuente de energía primaria en el transporte desde hace mucho tiempo. Una búsqueda siempre motivada en contextos donde los costes de las importaciones energéticas se convertían en un problema para la economía. Desde los años 1920s, han venido desarrollándose una

²⁹³ Ver: (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, Biofuels and Sustainable Development in Brazil, 2011)

serie de investigaciones para la utilización de los aceites vegetales como fuente alternativa de energía en Brasil, a través del Instituto Nacional de Tecnología, sin que haya habido alguna política relevante de sustitución de diésel. En las décadas de los 1970s y 1980s, con las crisis del petróleo, el interés en el uso de oleaginosas para fines energéticos ganó nueva fuerza. Esto llevó a se llevasen a cabo algunos intentos por implementar un programa integral del uso y producción de biodiesel (Lima P. , 2005).

En 1975 fue el programa “Pró-Óleo” creado por el CNP, el que preveía una mezcla de 30 % de aceite vegetal en el petróleo diésel en el corto plazo y una sustitución total del combustible fósil en el largo plazo, experimentando con materias primas como el aceite de soja, de colza y girasol. El 1980 se realizó la primera patente mundial del Biodiesel. Los ésteres metílicos derivados del aceite vegetal de soja fueron patentados por el Dr. Exedito Parente en 1983. Como el gobierno Federal se encontraba todavía enfocado en reducir la dependencia energética en la importaciones de combustibles fósiles y especialmente interesado en el desarrollo en un combustible similar al queroseno que pueda ser usado para propulsar las naves de la fuerza aérea Brasileña, reconoció la importancia del biodiesel como alternativa de diversificación energética.²⁹⁴

En un contexto energético todavía favorable al uso de energías alternativas, en 1983 se lanzó el Programa Nacional de Alternativas Energéticas renovables de Origen Vegetal (OVEG) con el fin de evaluar la viabilidad técnica de la compatibilidad del uso de aceites de soja en los motores de ciclo Diésel. Asimismo en 1984 se promovió el uso de la palma (*dendé*) para la producción de biodiesel, conocido como el “*Dendiesel*” (Lima P. , 2006).

En aquellos años, la importancia del desarrollo del biodiesel era similar a la importancia del desarrollo del etanol carburante, que se concretaría políticamente en el PNA. Las políticas de sustitución de las importaciones de carburantes de origen fósil por la producción propia de carburantes eran notorias y contaban con amplio respaldo político durante las crisis petroleras. Sin embargo cuando los precios del petróleo empezaron a bajar desde 1986, la política nacional de promoción del biodiesel perdió fuerza y los avances conseguidos para su desarrollo no consiguieron explotarse en el mercado de carburantes brasileño (Gucciardi, 2008).

Posteriormente y en un nuevo contexto de altos costos de la energía se relanza un nuevo proyecto para el desarrollo del uso del biodiesel en Brasil. Mediante Portaria Nº 702-2002 del Ministerio de Ciencia y Tecnología se estableció el Programa de Desarrollo Tecnológico del Biodiesel o PROBIODIESEL, establecido con el fin de desarrollar la tecnología de producción, el mercado de consumo, la homologación de producto a través de las especificaciones técnicas del carburante y la coordinación entre las entidades comprometidas con el programa (Lima P. , 2005).

Mediante Decreto S/N del 2 de julio de 2003 se instituye un Grupo de Trabajo Interministerial de Biodiesel (GITB) encargado de elaborar estudios de viabilidad sobre el uso de aceite vegetal para la obtención de biodiesel como nueva fuente alternativa de energía. Este grupo propondría además las acciones necesarias para la implementación del uso del biocarburante. La metodología usada por el GITB para la preparación del informe, estaría basada primero en un ciclo de audiencias con las

²⁹⁴ Ver: (Rodríguez de Carvalho & Barboza, 2009) y (Parente, 2003)

entidades públicas y privadas que hayan desarrollado estudios, pruebas e investigaciones relacionadas con la producción de biodiesel, la producción de materias primas, o con la industria de aceites vegetales; con el fin de discutir las estrategias para alcanzar los objetivos trazados en el GTIB para el uso del biodiesel a gran escala (Rodríguez, 2006). Para esta última se establecerían cuatro subgrupos de trabajo permanentes, acorde con las atribuciones de los respectivos órganos involucrados en cada grupo. Los cuatros grandes temas quedarían divididos en:

Capacidad de Producción Agrícola de Oleaginosas,
 Aspectos tecnológicos,
 Empleo del biodiesel,
 Incentivos, Financiamientos y repercusiones económicas para el uso del Biodiesel.²⁹⁵

Con el Decreto S/N del 23 de Diciembre del 2003 el gobierno de José Ignacio Lula da Silva instituye una Comisión Ejecutiva Interministerial encargada de adoptar las medidas necesarias para la producción y uso del biodiesel como una fuente de energía alternativa. Entre estas medidas, la Comisión debía:

Coordinar la implantación de las recomendaciones del Grupo de Trabajo Interministerial;
 Elaborar, implementar y monitorear el programa integrado para la viabilidad del biodiesel;
 Proponer los actos normativos necesarios;
 Analizar, estudiar y proponer otras, recomendaciones, directrices y políticas públicas, non previstas en el reporte del GTIB.

Entre los principales temas del informe destacan la posibilidad de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por la combustión de diésel convencional, así como la reducción de las emisiones de gases tóxicos como NO_x y CO, como uno de los principales beneficios del uso del biodiesel en sus mezclas con el diésel convencional. El informe no especifica un nivel determinado de mezcla obligatoria, pero sugiere que se establezca un nivel de mezclas de 5 % de biodiesel en el diésel convencional, planteando la posibilidad del uso de los créditos de carbono y de la participación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del protocolo de Kioto, para promover las mezclas. Esta última recomendación fue adoptada en la ley 11097 de 2005 (GTI-Biodiesel Brasil, 2003).

Otra recomendación importante del GTIB fue que el biodiesel Brasileño no debe tener limitaciones relacionadas con las materias primas usadas para su producción, ni tampoco por el proceso industrial utilizado. Esta medida configuraría posteriormente la política actual, permitiendo que el biodiesel pueda ser producido a través de varias materias-primas, provenientes de todas las regiones del País (un aspecto que permite promover la pequeña agricultura en el programa). En relación a esto, otro aspecto importante del informe fue la inclusión social y la necesidad de proveer de asistencia técnica y financiamiento a los agricultores familiares y sus cooperativas, para su integración en la cadena de valor del biodiesel (GTI-Biodiesel Brasil, 2003).

²⁹⁵ Ver: (Rodríguez, 2006)

En las conclusiones del anexo I de Informe del GTIB, se advierte además que hay tres aspectos importantes de la producción de biodiesel que deben ser desarrollados: la producción agrícola de aceites vegetales, la producción de agroindustrial del biodiesel y el aspecto económico. El GITB señala que no hay evidencia una disponibilidad en el corto plazo de materias primas sin que el mercado pueda generar externalidades negativas, en el caso de grandes producciones agroindustriales como la soja, ni el compromiso de producción en un programa nacional integrado de biodiesel, considerando las producciones incipientes sin políticas de inversión definidas, como en el caso de oleaginosas como el *dendê*, la mamona, el girasol o cualquier otro cultivo oleaginoso. En relación con el parque industrial instalado, todavía presenta baja productividad y eficiencia, y es limitado para ser la base de un plan nacional, aunque presenta un potencial para impulsar el desarrollo regional (GTI-Biodiesel Brasil, 2003).

Finalmente, en relación con el aspecto económico, es necesario acciones adecuadas de los agentes competentes para desplegar la viabilidad económica y la competitividad del biodiesel. Por lo cual recomienda enfáticamente el desarrollo de un amplio programa de calificación tecnológica y de implementación regional, centrado en la auto-sostenibilidad, la reducción de las importaciones de petróleo diésel, el desarrollo regional de la agricultura familiar, la generación de empleo, la inclusión social y la reducción de emisiones atmosféricas a nivel local y global para lo cual recomienda una serie de medidas específicas, relacionadas con el ámbito de aplicación del programa, los carburantes, la escala de producción, las rutas tecnológicas, las materias primas (soja, *dendê*, girasol, babaçu, Insumos residuales), así como los sistemas de cultivo (agricultura familiar, agricultura extensiva e intensiva y extracción) (GTI-Biodiesel Brasil, 2003).

Después de las evaluaciones y recomendaciones del GTIB, se instaura el Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiesel, PNPB. Este programa de diversificación de fuentes y sustitución energética para el transporte, se instituye, a diferencia del PNA, como un programa interministerial del Gobierno Federal, que busca implantar la producción y uso del biodiesel, teniendo en cuenta la inclusión social y el desarrollo regional, y que deberá promover la generación de trabajos e Ingresos. Las principales directrices del PNPB fueron entonces:

La institucionalización de un programa sostenible y de inclusión social, a través de la obtención prioritaria de biodiesel de los pequeños agricultores,
Garantizar precios competitivos, calidad y suministro,
Diversificar las materias primas oleaginosas para la producción biodiesel, y
Fomentar las políticas industriales y de innovación tecnológica necesarias.

El responsable por su funcionamiento era el Ministerio de Minas y Energía, coordinado por el grupo gestor del PNPB conformado por los 14 miembros de la Comisión, la ANP, PETROBRAS, EMBRAPA y el BNDES.²⁹⁶

²⁹⁶ Ver: (Rodríguez de Carvalho & Barboza, 2009)

II.2.6.2. Instrumentos aplicados para la promoción del biodiesel en Brasil

En general, los instrumentos aplicados para promover el desarrollo de la industria del biodiesel, son similares a los aplicados en la industria del etanol carburante. Sin embargo, todas las obligaciones e incentivos económicos aplicables al sector están vinculados y estructurados en un régimen legal caracterizado por un marcado objetivo de inclusión social, de redistribución de la renta agrícola y de desarrollo sostenible. En el caso del PNA, aun cuando recoge un componente social expreso en la génesis institucional del programa, las medidas aplicadas en su marco regulatorio no generan un mayor desarrollo legislativo de carácter redistributivo en relación con las fases de producción de materias primas y etanol (salvo algunas excepciones como los pagos para la equiparación de costes de producción favorable a los productores del noreste o, por ir más lejos, la segmentación del mercado de azúcar entre las regiones productoras).

Por el contrario, las políticas aplicadas al biodiesel buscan acoplar a la pequeña agricultura en la cadena de valor del biocarburante, por lo que casi todos los mecanismos regulatorios están vinculados a la inclusión del pequeño agricultor. Con este fin la ley equipara la importancia de la seguridad energética y la protección ambiental, con la necesidad de que la distribución de la renta proveniente del desarrollo de la industria del biodiesel se asiente sobre los pilares de inclusión social y equidad del PNPB. En los puntos siguientes veremos cómo los objetivos de inclusión social se articulan en los diferentes mecanismos de promoción aplicados a los agentes de la cadena de valor del biodiesel en Brasil y analizaremos si la producción y uso de este biocarburante realmente se encuentra alcanzando estos objetivos.

II.2.6.2.1. Mandatos de mezclas obligatorios de biodiesel con petróleo diésel

Con la Ley 11097 de 2005 se dispone la introducción del biodiesel en la matriz energética brasileña, siendo fijado un volumen del 5 % el porcentaje mínimo obligatorio de adición de biodiesel al petróleo diésel comercializado por el consumidor final en cualquier parte del territorio nacional. Se establece un programa de aplicación de 8 años después de la publicación de la ley, implantando un mandato obligatorio de adición de biodiesel al petróleo diésel en una proporción de 2 % en el volumen de mezcla, para el periodo posterior a tres años desde la publicación de la norma. Sin embargo, la Ley prevé que los plazos para el cumplimiento del porcentaje mínimo obligatorio de la mezcla carburante pueden ser reducidos por el CNPE.

La norma establece además que los plazos para alcanzar el porcentaje mínimo obligatorio pueden ser reducidos mediante resolución del CNPE observando los siguientes criterios:

Una disponibilidad de oferta de materia prima y la capacidad industrial para la producción de biodiesel;

La participación de la agricultura familiar en la oferta de materias primas;

La reducción de las desigualdades regionales;

El desempeño de los motores con el uso del carburante y

Las políticas industriales de innovación tecnológica

Asimismo, En el reglamento de la Ley se establece que la adición podrá ser superior al dos % cuando el combustible que resulte de la mezcla sea destinado a Flotas vehiculares cautivas o específicas;

transporte acuático o ferroviario; generación de energía eléctrica, y a algún proceso industrial específico.²⁹⁷

Posteriormente y de acuerdo a las previsiones establecidas en la Ley del Biodiesel, el CNPE mediante resolución N° 2 de marzo de 2008 estableció un 3 % mínimo obligatorio en volumen de adición de biodiesel al petróleo diésel. Considerando entre otros fundamentos, la seguridad energética, la reducción de emisiones y la generación de empleo:

Que el aumento de la producción de biodiesel es importante para la generación de empleo y de renta, al integrar la agricultura familiar en la cadena productiva, de acuerdo con los objetivos de la política energética nacional.

Que el mayor uso de biodiesel favorece el valor agregado de las materias primas oleaginosas de origen nacional y el desarrollo de la industria nacional de bienes y servicios, reduciendo así la importación de diésel y mejorando la balanza comercial.

Que el mayor uso de biodiesel desplazará la participación de petróleo diésel en la matriz energética, reduciendo las principales emisiones de los vehículos.

Que la capacidad instalada de producción de biodiesel es suficiente para cubrir el incremento porcentual de mezcla del 2 al 3 %.

El 27 de abril del 2009, el CNPE aprobó la resolución N° 2 que anticipó el aumento de las mezclas de biodiesel y diésel fósil a 4 % a partir de 1° de julio de 2009, en lugar del 3 % previsto para tal fecha. Mediante resolución N° 6 del 16 de setiembre del 2009, ese porcentaje aumentó al 5 %, siendo obligatorio a partir de 01 de enero del 2010. Con esa política de anticipar la obligatoriedad y alcance de los objetivos se produjo un aumento del uso del biocombustible en el país. El año 2009 fueron consumidos 1,26 billones de litros de biodiesel representando una variación positiva del 39 % respecto al año 2008 (MME-EPE Brasil, 2010).

El biodiesel es definido como: “el biocombustible derivado de la biomasa renovable para uso en motores de combustión interna con encendido por compresión o conforme reglamento, para la generación de otro tipo de energía, que pueda substituir parcial o totalmente combustibles de origen fósil.”²⁹⁸ Asimismo, la ley señala que el biodiesel necesario para alcanzar los porcentajes obligatorios de mezcla con petróleo diésel, tendrán que ser procesados preferentemente, a partir de materias primas producidas por el agricultor familiar.

II.2.6.2.2. El Sello de combustible social

Una forma de asegurar la participación de la pequeña agricultura en el PNPB fue el establecimiento de un estándar social ligado al origen de la producción, conocido como el Sello de combustible

²⁹⁷ Decreto N° 5448 de 2005: Reglamenta el Inciso 1° del Art. 2 de la Ley 11097. Que introduce el Biodiesel en la matriz energética nacional

²⁹⁸ En el artículo 1° de la Ley 11116, se señala que las actividades de importación o producción de biodiesel deberán ser ejercidas, exclusivamente, por personas jurídicas constituidas en sociedades conforme a las leyes brasileñas y con sede de administración en el País, que hayan obtenido autorización de la Agencia Nacional del Petróleo, gas natural y Biocombustibles-ANP y que se encuentren registradas en la Secretaría del Tesoro Federal del Ministerio de Hacienda. Además, se prohíbe la comercialización y la importación de biodiesel sin la concesión de tal registro.

social. Ese estándar social permitía a los productores de biodiesel acceder al beneficio de las políticas de promoción, si utilizaban materias primas producidas por la pequeña agricultura y la agricultura familiar.

De acuerdo con el Decreto 5297 de 2004, se instituye como parte del PNPB el “Sello de combustible social”. Esta certificación permite que los productores se beneficien de incentivos fiscales y financieros del programa. El beneficiario del Sello de combustible Social deberá, promover la inclusión social de los agricultores familiares adscritos al programa nacional de Fortalecimiento de la Agricultura Familiar- PRONAF, que suministren la materia prima para la producción del biodiesel. Para esto el productor de biodiesel deberá:

Adquirir del agricultor familiar una parte de materia prima para la producción de biodiesel no inferior a la establecida por el Ministerio de Desarrollo Agrario, que podrá ser diferente de acuerdo a la región y estará en relación con las adquisiciones anuales efectuadas por el productor.

Celebrar contratos con los agricultores familiares;

Garantizar la asistencia y la capacitación técnica a los agricultores familiares.

El “Sello de combustible social”, confiere al productor de biodiesel, el derecho a beneficiarse de las políticas públicas específicas, implementadas para promover la producción de combustibles renovables con inclusión social y desarrollo regional, así como para ser utilizado para la promoción comercial de su producción. Esta característica, diferencia en gran medida el componente social del PNPB, en comparación con el PNA y el marco regulatorio actual el etanol carburante.

Por ejemplo, en el artículo 4 del Decreto 5297 se señala que solo los productores que tengan el Sello de combustible social pueden beneficiarse del coeficiente de reducción diferenciado. Asimismo se señala claramente que las alícuotas afectadas por el coeficiente de reducción no se aplicarán a los ingresos provenientes de la venta de biodiesel importado.

Compete al Ministerio de Desarrollo Agrario establecer los procedimientos para la concesión, renovación o cancelación del uso del Sello de Combustibles Social a los productores de biodiesel. Asimismo, el MDA será el encargado de fiscalizar el cumplimiento de los requisitos establecidos a los productores de biodiesel en la concesión del Sello de combustible social.

II.2.6.2.3. Las subastas para la adquisición de biodiesel

Tras el establecimiento de un programa gradual de incorporación de biodiesel por medio de mezclas carburantes, primero facultativas y luego obligatorias, el CNPE, considerando la necesidad de estimular el aumento de la producción nacional de biodiesel que asegure la viabilidad del objetivo de 2 % de biodiesel en mezcla, decidió reducir el plazo para atender el porcentaje mínimo obligatorio de mezcla de 2 %. Al reducir el plazo, el CNPE estableció que la comercialización en la primera etapa del PNPB se realizaría por medio de subastas públicas. El planteamiento consistiría en que en una primera fase, la comercialización se haría a través de un procedimiento regulado de subastas públicas y posteriormente las adquisiciones serían realizadas en el mercado libre.²⁹⁹

²⁹⁹ Ver: Resolución CNPE nº 3, de 2005 – Reduce el plazo de que trata el § 1º do art. 2º de la ley nº 11.097, del 13 de enero de 2005, y da otras providenciase.

El CNPE consideraba que sería necesario crear un mercado de biodiesel durante el período en que la mezcla del B2 fuese facultativa, instituyó a la ANP como la entidad administradora de un mecanismo de subastas para la compra de biodiesel. Con un máximo de 2 % en mezcla, las adquisiciones por subastas serían proporcionales a las participaciones de los productores e importadores de petróleo diésel en el mercado nacional, cabiendo a la ANP establecer los criterios de esa participación. Las subastas se tenían que realizar a través de un sistema electrónico de licitaciones públicas del Banco del Brasil.³⁰⁰

La comercialización del biodiesel fue organizada en dos fases teniendo en cuenta el calendario previsto para la obligatoriedad de los mandatos de mezcla de biodiesel con petróleo diésel, estando este régimen de adquisición a cargo de la ANP, la que deberá regular la contratación del biodiesel entre suministradores y compradores en las subastas públicas. Estas subastas se realizarían de acuerdo con las directrices estipuladas por el MME, relativas a la forma de las subastas, los criterios para la selección de las propuestas, las fechas de realización, el volumen a ser subastado y los plazos de entrega.³⁰¹

El mecanismo de subastas funcionaría primero con la publicación por parte de la ANP de la salida de una cantidad de biodiesel objeto de las compras y continuaría mediante el establecimiento de un precio máximo por metros cúbicos de biodiesel, dado a conocer en el mismo día de la subasta. Luego las empresas tendrían la posibilidad de someter hasta tres ofertas individuales de precio, especificando la cantidad de biodiesel e indicando el lugar de entrega del producto. Finalmente la ANP publicaría los resultados de la subasta y las ofertas seleccionadas, que serían adquiridas de manera obligatoria por los distribuidores y productores de diésel.

De acuerdo con la resolución MME N° 05 del 2007, la organización de las subastas por parte de la ANP deberá considerar entre otras medidas:

Que el 80 % del volumen total de biodiesel a ser comercializado sean de suministradores que detenten el sello de combustible social.

Que el biodiesel subastado sea de producción propia y se entregue en cantidades distribuidas regularmente a los largo del periodo de contratación.

Que se establezcan unos criterios mínimos para el contrato firmado entre el suministrador y al adquirente en las subasta.

Un modelo de declaración previa del suministrador de biodiesel donde se comprometa a atender, mediante producción propia, el volumen por el ofertado en caso de ganar la subasta.

Las penalidades, garantías y mecanismos de compensación para el cumplimiento de los contratos.

Que en caso de comprobada necesidad, se admita la posibilidad de que hasta el 10 % de la cantidad subastada por cada proveedor, sea suplida alternativamente por otra unidad productora propia o de tercero, que atienda las mismas condiciones contractuales de habilitación para participar en las subastas y precios.

³⁰⁰ Ver: Resolución CNPE n° 3, de 2005 – Reduce el plazo de que trata el § 1º do art. 2º de la ley n° 11.097, del 13 de enero de 2005, y da otras providenciase.

³⁰¹ Resolución MME N° 5 de octubre de 2007: Establece directrices generales para la realización de las subastas para la adquisición de biodiesel.

Cuando fue lanzado el PNPB las subastas se limitaban solo a los productores de biodiesel que tengan el Sello de Combustibles Social y a otros que el Ministerio de desarrollo agrario reconocía como poseedores de los requisitos necesarios para la obtención del Sello de Combustible Social. Las subastas realizadas por la ANP servían como una guía de precios para garantizar el suministro de biodiesel. A pesar que en un principio era necesaria la obtención del sello de combustibles social para la participación en las subastas, posteriormente se permitió que parte del suministro en el mercado sea suministrado por productores que no tengan el sello de combustible social (Gucciardi, 2008).

Una medida relacionada con las subastas fue el establecimiento de reservas de biodiesel. Las reservas fueron implementadas por la ANP bajo las directrices del CNPE, con el fin de garantizar el suministro del biocombustible a nivel nacional, así como la protección de los intereses de los consumidores en cuanto al precio y oferta del producto en todo el territorio nacional. Estas reservas deben ser formadas a partir del biodiesel producido por detentores del sello de combustible social instituidas por el Decreto N° 5297 del 2004.³⁰²

Asimismo, a través de portaría MME N° 338, de 2007, se establecía que serían responsables por la adquisición y almacenaje del biodiesel los productores e importadores de petróleo diésel, de forma proporcional a su participación en el mercado, pudiendo la ANP dispensar a aquellos que tengan una participación menor al 1 % del mercado nacional. Las reservas deberán ser mantenidas a un volumen compatible con la demanda mensual de biodiesel, buscando mantener el porcentual mínimo obligatorio de adición al petróleo diésel. Para el cumplimiento de las obligaciones los proveedores deberán demostrar:

La comprobación de la contratación de la materia prima para la producción de biodiesel, compatible con el volumen ofertado y para los volúmenes ya contratados en subastas públicas realizadas por la ANP.

Deberán además brindar las garantías contractuales pertinentes.

Acorde con estas directrices la ANP establece que los productores de petróleo diésel PETROBRAS y Alberto Pascualini- REFAP S/A, adquirientes en las subastas de la ANP, deben comprar biodiesel con el objetivo de conformar reservas en un volumen de por los menos la demanda mensual del carburante fósil, con el fin de cumplir con los mandatos obligatorios de mezcla. La reserva total de biodiesel será adquirida de acuerdo a las participaciones en el mercado de PETROBRAS y REFAP, empresas que junto con la ANP establecerán la distribución geográfica de las reservas.³⁰³

Asimismo la ANP establece que los proveedores de biodiesel deberán:

Estar autorizados por la ANP a producir y comercializar biodiesel,

Detentar el "Sello de Combustible social",

Comprobar la contratación o la reserva física de la materia prima para la producción de biodiesel compatible con el volumen ofertado,

³⁰² Ver: Resolución CNPE N° 7 de 2007: Establece directrices para la formación de reservas de biodiesel.

³⁰³ Ver: Resolución ANP N° 45 del 11/12/2007

Brindar garantías contractuales a los productores de biodiesel que ganen el proceso concursal para la formación de reservas.

Finalmente la reposición o comercialización de los stocks seguirán un proceso concursal conducido por la ANP o mediante autorización previa, por PETROBRAS o REFAP. El procedimiento tendrá en cuenta los requisitos mencionados líneas arriba para la adquisición de las reservas, así como la capacidad de producción de biodiesel, descontándose el volumen comprometido en las subastas realizadas por la ANP y el volumen en los procedimientos concursales realizados por PETROBRAS y REPAF³⁰⁴

Tabla II– 12: Cambios en el modelo de regulación de las subastas de biodiesel

Modelos Antiguo	Nuevo Modelo
Los productores pujan a través del COMPRASNET.	La subasta es presencial con dos rondas de licitación. Se evolucionará hacia un sistema electrónico.
COMPRASNET selecciona automáticamente las ofertas con menores precios (la ANP y los compradores son pasivos)	ANP clasificará las ofertas que serán presentadas a los compradores.
Los compradores NO participan del proceso de selección de las mejores ofertas	Los compradores participan activamente en el proceso de selección. Se debe escuchar los intereses de sus clientes.
El volumen subastado es definido previamente en portaría del MME, basado en una estimación de las demanda de diésel.	El volumen no se conocerá hasta después del evento. Cada comprador va a adquirir el biodiesel de acuerdo a su demanda, escuchando a sus clientes.
Los lotes de las subasta son indivisibles, habiendo un único ganador por artículo.	El volumen será divisible, sin más lotes.
Los pequeños productores no pueden ofertar biodiesel cuando los lotes exceden su capacidad de producción.	La planta misma decidirá la cantidad a ofrecer en total, dividiendo libremente el volumen en un máximo de tres ofertas individuales.
La planta define el Precio CIF y el precio FOB + un factor de juste logístico-FAL. Además determina la región de destino, teniendo en cuenta el FAL entre origen y destino	La planta definirá el precio FOB sin el FAL. La planta ya no podrá determinar la región de destino. La oferta será siempre en la puerta de la planta
Después de la subasta, la logística debe ser adecuada dependiendo de la opción elegida únicamente por los productores.	Los compradores y las distribuidoras determinarán en la subasta el destino del biodiesel de acuerdo con sus necesidades y sus propios costos y capacidad logística.
La re-subasta (reventa de biodiesel vendido en subasta para los distribuidores), se realiza a través de procedimiento propio de los adquirentes (PETROBRAS y REFAP). Al final, después de la subasta el biodiesel pasa a ser propiedad de los adquirentes.	No será necesaria la re-subasta. Durante la subastad e la ANP, los adquirentes presentarán las ofertas a los clientes por vía electrónica.
La ganancia en la re-subasta queda íntegramente con los adquirentes.	La ganancia en el proceso de consulta a los clientes deberá ser transferido a la planta, descontando el margen del adquirente definido previamente.

Fuente: MME, Portaria nº 483 de2005 y Portaria nº 276 de 2012

Con la Portaría MME N° 276 del 11 mayo de 2012, se ha cambiado el modelo en que se venían realizando las subastas de biodiesel desde su introducción al mercado. La principal característica del nuevo modelo es integrar en el proceso de selección de las ofertas a los productores e importadores de petróleo diésel, reduciendo la intervención del Estado en favor de más participación de los agentes del mercado. Con el fin de asegurar mayor competencia, mayor interacción entre comprador y vendedor, así como para mejorar la capacidad de evaluación del vendedor por parte

³⁰⁴ Ver: Resolución ANP N° 45 del 11/12/2007

del comprador, el nuevo modelo de subastas presenta nuevas características frente al modelo anterior que podemos observar en la tabla II-12.³⁰⁵

En el caso de las adquisiciones de biodiesel, de acuerdo con la ANP (2007), los productores de óleo diésel adquirentes de biodiesel en subastas públicas, deberán proveer biodiesel a los distribuidores, independientemente de si estos hayan adquirido petróleo diésel de otros productores, o de importadores que no participen en las subastas. La ANP establece que los contratos de suministro entre productor de petróleo diésel y el distribuidor deberán ser homologados. Para esto, en caso de que los vendedores sean los productores, los distribuidores deberán probar la adquisición de biodiesel, y en caso se adquiera de otro distribuidor dicha corroboración será a través de la ANP. El volumen de biodiesel comercializado por el productor o el distribuidor deberá ser compatible con la participación de cada distribuidor en el mercado de petróleo diésel, observando los límites establecidos por la ANP. Además, para el seguimiento del cumplimiento del porcentaje mínimo obligatorio de adición de biodiesel al óleo diésel, la ANP establece un sistema de control de la información del mercado, requiriendo para esto una serie de reportes a los productores de biodiesel, de petróleo diésel y a los distribuidores, sobre las ventas de sus productos a los diferentes tipos de adquirentes.³⁰⁶

II.2.6.2.4. Incentivos fiscales para el biodiesel

Como hemos observado en el caso del etanol carburante, los principales tributos incidentes sobre los carburantes son la CIDE, la PIS/PASEP, la COFINS, el IPI y a nivel estadual el ICMS. No hay previsiones legales sobre el pago de la CIDE para los productores o importadores de biodiesel por lo que se considera no aplicable al biocarburante.

En el caso del IPI, el Decreto 5298/04 asignó una alícuota cero para la cadena productiva del biodiesel. Con el Decreto 7660 del 2011, en el capítulo 38 sobre productos diversos de las industrias químicas se aplica una tasa de cero sobre el biodiesel definido como los ésteres mono-alquílicos de ácidos grasos, de los tipos utilizados como carburante o combustible, derivados de grasas animales, vegetales o aceites usados. En las notas complementarias se aclara que se trata del combustible para motores de combustión interna e ignición por compresión, renovable y biodegradable, derivado de los aceites vegetales, o grasas animales que pueda sustituir total o parcialmente el petróleo diésel de origen fósil. Sin embargo, de aplicará una alícuota del 10 % del IPI para las mezclas de biodiesel que no contengan, o que contengan menos del 70 % del aceites de petróleo o de minerales bituminosos.

De acuerdo con el artículo 3º de la Ley 11116 de 2005, la Contribución para el PIS/PASEP y la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social-COFINS, incidirán, por única vez, sobre la renta bruta obtenida por el productor o importador por la venta de biodiesel, con alícuotas de 6,15 % y 28, 32 % respectivamente. Asimismo en el Artículo 4º, se establece que el importador o productor de biodiesel podrá acogerse al régimen especial de cálculo y pago para el PIS/PASEP y la COFINS, para el cual los valores son fijados en R\$120,14 y R\$ 553,19 respectivamente.

³⁰⁵ Ver: Portaria MME Nº 338 del 5/12/2007

³⁰⁶ Ver: Resolución ANP Nº 44 de 11/12/2007

En la tabla II-13 podemos observar la distribución del pago de las contribuciones al PIS/PASEP y COFINS, en las operaciones de venta e importación del biodiesel para el mercado brasileño.

Tabla II- 13: Correspondencia de las contribuciones de PIS/PASEP y COFINS por la venta e importación de biodiesel

Región	Productor	Materia prima	Coefficiente de reducción	PIS/PASEP/m ³ de biodiesel	COFINS/m ³ de biodiesel	PIS/PASEP+COFINS/m ³ de biodiesel
Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	0,7802	R\$ 26,41	R\$ 121,59	R\$ 148
Norte, Noreste o Semiárido	Cualquiera	*RVFVP	0,819	R\$22,48	R\$ 103,51	R\$ 125,99
Cualquiera	Familiar-PRONAF	Cualquiera	0,9135	R\$ 10,39	R\$ 47,85	R\$ 58,24
Norte, Noreste o Semiárido	Familiar-PRONAF	*RVFVP	1,000	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00

Fuente: Elaboración propia a partir de la Ley 11116 de 2005, Decreto 5297 del 2004 y Decreto 7768 del 2012.

*RVFVP: el biodiesel fabricado a partir de semillas de ricino, o fruto nuez o almendra de palma producido en el norte, noreste o en las zonas semiáridas.

Como podemos observar en la tabla II-13, el poder ejecutivo está autorizado a fijar los coeficientes para la reducción de las alícuotas previstas en la ley, pudiendo incrementarlas o reducir las en cualquier momento. Los coeficientes para la reducción de las alícuotas pueden diferenciarse en razón de:

El tipo de materia prima utilizada en la producción de biodiesel (de acuerdo al costo de adquisición de las materias primas o precio medio en el periodo de cálculo);

Del productor o vendedor, (el agricultor familiar o su cooperativa agropecuaria, definidos en el ámbito del PRONAF)

De la región de producción de la materia prima y

De la combinación de estos factores.

Las alícuotas establecidas por el poder ejecutivo, no podrán sobrepasar la suma de las alícuotas efectivas para el pago del PIS/PASEP - COFINS y la CIDE, aplicadas sobre el petróleo diésel.

De acuerdo con el Decreto 5297 del 2004 y sus modificatorias actuales, el coeficiente de reducción de la Contribución para el PIS/PASEP y de la COFINS previsto en la Ley 11116 de 2005 se encuentra fijado en 0,7802. Con la utilización de este coeficiente de reducción, las alícuotas de la Contribución para el PIS/PASEP y la COFINS incidentes sobre la importación y sobre la renta bruta obtenida de la venta de biodiesel en el mercado interno quedan reducidas a R\$26,41/m³ y R\$121,59/m³ respectivamente.

Asimismo, el Decreto prevé unos +coeficientes de reducción diferenciados para la contribución al PIS/PASEP y la COFINS, los cuales están fijados actualmente en:

0,819, para el biodiesel fabricado a partir de semillas de ricino, fruto, nuez o almendra de palma, producido en el norte, noreste o en las zonas semiáridas,

0.9135, para el biodiesel fabricado a partir de materias primas adquiridas de agricultor familiar adscrito al PRONAF, y

1,00 para el biodiesel fabricado a partir de materias primas fabricadas en las regiones norte, noreste o en las zonas semiáridas, adquiridas de agricultor familiar adscrito al PRONAF.

Con la aplicación de estos coeficientes de reducción diferenciados, las alícuotas de la Contribución para el PIS/PASEP y COFINS, incidentes sobre la renta bruta obtenida por el productor por la venta de biodiesel, quedan reducidas a:

R\$ 22,48/m³ y R\$ 103,51/m³ respectivamente, por biodiesel fabricado a partir de semillas de ricino, o fruto, nuez o almendra de palma, producido en el norte, noreste o en las zonas semiáridas, R\$ 10,39/m³ y R\$ 47,85/m³ respectivamente, por biodiesel fabricado a partir de materias primas adquiridas de agricultor familiar adscrito al PRONAF, y R\$ 0,00/m³ por biodiesel fabricado a partir de materias primas producidas en las regiones norte, noreste o en zonas semiáridas y por agricultor familiar adscrito al PRONAF.

Tabla II– 14: Comparación de la fiscalidad entre Biodiesel y petróleo Diésel

	PIS/ PASEP	COFINS	PIS/ PASEP+ COFINS	CIDE	ICSM
Biodiesel 1	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	N.I	17% a 19 %
Biodiesel 2	R\$ 10,39	R\$ 47,85	R\$ 58,24	N.I.	17% a 19 %
Biodiesel 3	R\$ 22,48	R\$ 103,51	R\$ 125,99	N.I	17% a 19 %
Biodiesel 4	R\$ 26,41	R\$ 121,59	R\$ 148	N.I	17% a 19 %
Diésel	4,21 %	19,42 %	∑	R\$ -220	12 % a 25 %

Fuente: Elaboración propia a partir de la Ley 11116 de 2005 y 8718 de 1998

II.2.6.3. Regulación y mercado de Biodiesel

El desarrollo de la producción brasileña de biodiesel también ha venido siendo impulsado por el Estado federal desde un sistema de políticas públicas con características propias y con objetivos de sustitución de petróleo diésel, similares a aquellos objetivos de sustitución de la gasolina por etanol vinculados al PNA. La curva de aprendizaje del etanol ha reducido la brecha en el conocimiento de los mecanismos de diversificación energética y sustitución de derivados del petróleo en el mercado de carburantes y esto es una ventaja en relación con otros países y en relación con otros objetivos de sustitución de carburantes fósiles. Las políticas de promoción de biocarburantes en otros países parten en muchos casos del análisis de las experiencias de readaptación energética por las que han pasado países como Brasil y en muchos casos trasplantan algunas de las medidas que han impactado en la organización de la producción y del consumo, incorporando los cambios tecnológicos al desarrollo las ventajas comparativas nacionales.

Al igual que en el caso del PNA, el PNPB nace con un componente socioeconómico entre sus objetivos generales. Pero a diferencia del primero, el PNPB establece medidas específicas para introducir la pequeña agricultura en la cadena de valor del biocarburante y así estimular el empleo rural a través del desarrollo de la agricultura familiar. Las oleaginosas producidas a nivel nacional destinadas a la industria nacional de biodiesel también serían un instrumento para la reducción de las importaciones y la mejora de la balanza de pagos, así como un instrumento de protección

ambiental, mediante la reducción de las emisiones contaminantes de CO₂ derivadas del uso del diésel convencional.

Parece ser que los resultados del PNA en relación a su dimensión social y los componentes de equidad en el despliegue de la cadena de valor del biocarburantes, han querido ser mejorados en el marco regulatorio que promueve la introducción del biodiesel en la matriz energética brasileña. Los estímulos fiscales del PNPB a diferencia del PNA, se establecen mediante un sistema de certificación que puede combinar factores de producción como en el tipo de materia prima, la naturaleza del productor y la región de producción de la materia prima. El primero se aplica a insumos agroenergéticos diferentes a la soja, relacionada principalmente con la gran agroindustria; el segundo y el tercero claramente se enfoca a que la pequeña agricultura que se concentra en la zonas más pobres de Brasil, con el fin de que esta producción potencial no sea excluida de la cadena de producción del biodiesel. Esto puede deberse principalmente por los altos costes de transacción que podría representar para las empresas productoras de biodiesel, la adquisición de materias primas de la pequeña agricultura, en un escenario donde los incentivos provengan únicamente a partir de las fuerzas del mercado.

Esta característica del PNPB se refleja en el proceso de subastas para la adquisición de biodiesel. Estableciendo precios máximos de adquisición, las subastas se articulan como un mecanismo de *“enforcement”*, instituido con el fin de alcanzar los objetivos vinculantes de mezclas establecidos en la legislación. Tanto para su mezcla y uso en el mercado de carburantes, como para el establecimiento de reservas, la compra y venta de biodiesel se encuentra bastante regulada, y aunque en un inicio solo podían participar los productores que detentaran el sello de combustibles social, la restricción se ha ido flexibilizando y la intervención de las agencias como la ANP ha retrocedido. Esto sin duda ha tenido una repercusión en el desarrollo de la cadena de valor del biodiesel.

Por un lado, el PNPB nace con una proyección de desarrollo estable y progresivo de largo plazo, brindando la seguridad necesaria para la inversión en el suministro de materia prima. Por otro lado, el contexto del mercado, puede incrementar el coste de oportunidad de producir *“biodiesel social”*, cuando los precios del aceite vegetal o de soja sean más atractivos para los productores, teniendo en cuenta que Brasil es uno de los líderes de las exportaciones de soja a nivel mundial, y la cadena de valor de la soja se caracteriza por el monocultivo y una organización productiva de la agricultura a gran escala, donde el componente social está subordinado a la maximización de la producción. Factores como la inestabilidad del mercado de la soja y del aceite a nivel internacional, han favorecido su uso para la producción de biodiesel, aunque al igual que en el caso del etanol carburante y el azúcar, el precio del aceite vegetal en los mercados alimentarios puede afectar negativamente el suministro interno. Este riesgo, en alguna medida puede verse reducido por la mayor libertad de negociación entre productores y distribuidores de petróleo diésel, incorporada últimamente en la regulación del sistema de subastas para la adquisición de biodiesel.

De acuerdo con Stattman y otros (2008), las medidas adoptadas en el marco del PNPB parecen parcialmente derivadas del PNA. Por ejemplo, esta similitud puede encontrarse en el uso de instrumentos estratégicos como el financiamiento de la investigación, el desarrollo del conocimiento y la innovación, así como los incentivos y la regulación económica para elevar la competitividad del biodiesel frente al petróleo diésel en el mercado de carburantes. Las diferencias estriban más bien

en el carácter distributivo del diseño ambos programas, aunque los resultados finales sean algo similares. Por ejemplo, la producción de etanol de caña de azúcar está altamente concentrada en la región del Estado de São Paulo y en otros Estados del sur este de Brasil y funciona con el monocultivo y la gran agricultura. Desde allí, casi todo el etanol carburante es distribuido a todo el País. Esto difiere abiertamente con el planteamiento central del PNPB, que busca estimular la producción y el uso regional de forma descentralizada y socialmente inclusiva, teniendo los aspectos sociales del programa un peso importante, al menos en el plano formal normativo. Sin embargo, el uso del monocultivo de la soja y la concentración de la producción de biodiesel en regiones donde opera la gran agricultura, dificultan el desarrollo de la inclusión de la agricultura familiar plasmada formalmente en el PNPB.

Como hemos observado en la regulación del programa, el PNPB parece no estar enfocado en un cultivo en particular, como en el caso de la caña de azúcar y el etanol, sino en todas las semillas y cultivos oleaginosos disponibles, especialmente aquellas que pueden ser producidas por la agricultura familiar. Teniendo en cuenta estas diferencias es difícil predecir el resultado de las actuales medidas de promoción al biodiesel, aunque sea previsible que las decisiones de los productores dependan entre otras variables, de los costes implícitos y explícitos que plantea el carácter inclusivo del PNPB, frente a las ventajas que ofrece la producción a gran escala de monocultivos como la soja, socialmente menos atractivos, pero con alto potencial de reducir los costes de producción del biocarburante.³⁰⁷

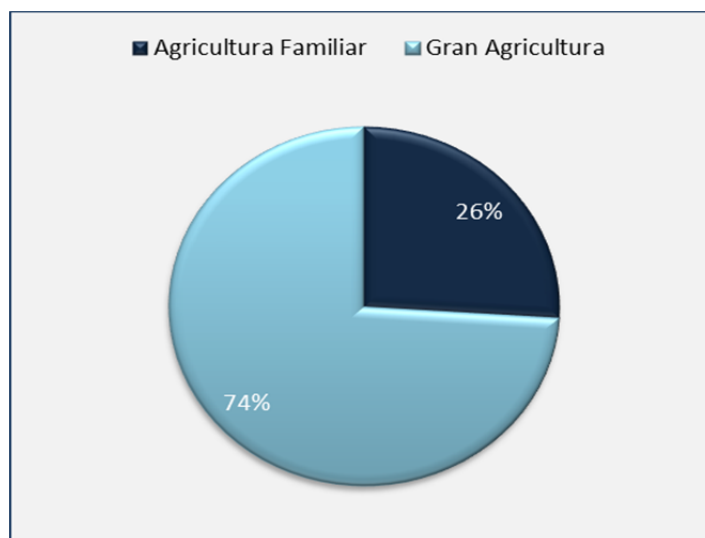
Como hemos observado en el análisis del mercado internacional de biocarburantes, en la actualidad Brasil es uno de los mayores productores de biodiesel a nivel global, siendo la soja la principal materia prima usada para su producción. El programa de promoción de biodiesel en Brasil ha sido diseñado para incluir en su cadena del valor tanto a la gran agroindustria como a la pequeña agricultura familiar, mediante una serie de mecanismos e incentivos que regulan el mercado del biodiesel con el objetivo de redistribuir los beneficios de la política de sustitución energética del petróleo diésel en el transporte. En este sistema regulatorio el coste de oportunidad de adquirir cultivos oleaginosos de la pequeña agricultura estará determinado, por el beneficio de producir biodiesel a partir de cultivos producidos por la gran agricultura, como es el caso de la soja. La producción de biodiesel de aceite vegetal derivado de soja, a su vez estará influenciada por el comportamiento del mercado alimentario del aceite vegetal. Dado el tamaño del mercado internacional de la harina de soja (torta) usada en la alimentación animal, el aceite vegetal termina siendo un subproducto de la industria de la harina de soja, y su destino final está determinado por los precios en los mercados alimentarios y energéticos.

En 2012, se consumieron en Brasil 2,72 billones de litros de biodiesel en Brasil, un 6,9 % más que el consumo observado en 2011. Como no hubo cambio en la regulación de las obligaciones de mezcla del 5 % en diésel, el crecimiento del consumo se debió al aumento de la demanda nacional de diésel fósil en el mercado interno. Esto convierte a Brasil en el tercer mayor productor de biodiesel en el mundo, detrás solamente de EEUU y Argentina y por encima de Alemania. Desde el lanzamiento del PNPB en 2005 fueron producidos y consumidos 11 billones de litros en Brasil. La mayor parte de la producción de biodiesel brasileño se obtiene del aceite vegetal de soja, el 75 %. El 17 % se produce a partir de grasas de bovinos, y el 4,53 y el 3,4 de aceite de algodón y otras materias primas

³⁰⁷ Ver: (Sttatman, Bindraban, & Hospes, 2008)

respectivamente. Asimismo, de acuerdo con el MME (2011) el 93, 1 % de la agricultura familiar se localiza en la región norte-noreste. Sin embargo es la región centro-sur, donde se produce la mayoría del biodiesel brasileño partir de soja. Así, de acuerdo con (EPE, 2013), el 43 % de la producción de biodiesel se realiza en la región Centro-Oeste, el 34 % en la región Sur, el 9 % en la región Sureste, mientras que el 14 % restante se produce en las regiones donde se concentra la agricultura familiar, 5 % y 9 % en la región Norte y Noreste.

Gráfico II – 17: Participación de la pequeña agricultura en la industria del biodiesel



Fuente: Elaboración propia a partir de MME-2011

El desplazamiento del suministro desde la región norte-noreste a la región centro-sur, también es una señal de que una gran parte del suministro de materias primas para la producción de biodiesel se ha venido asentando en la gran industria agrícola, especialmente la vinculada a la soja. Así, aunque el crecimiento de la participación de la agricultura familiar en el suministro de cultivos agroenergéticos se ha incrementado considerablemente desde el lanzamiento del PNPB, y con los beneficios sociales que esta inclusión social conlleva, lo cierto es que la gran mayoría de las materias primas suministradas a la industria del biodiesel provienen de la gran agricultura, como podemos ver en el gráfico II-17. En este sentido y hasta que la tecnología permita utilizar nuevas materias primas que incremente la eficiencia productiva de las alternativas actuales, los incentivos y mecanismos de estímulo social incorporados a la cadena de producción del PNPB, estarán afectados por la expansión de la demanda de biodiesel, así como por el comportamiento de los precios en el mercado internacional de los productos de la soja.

Comparando la historia del PNA y el PNPB (Stattman, Hospes, & Mol, 2013), observan que a pesar del diseño redistributivo del PNPB en relación con el PNA, ambos programas están sumergidos y responden a la configuración del gobierno político de los sectores de la energía y la agricultura, los que a su vez operan como áreas de gobernanza de carácter semiautónomo. Esta inmersión política condiciona las decisiones finales sobre la política de los biocarburantes y explica porque desde el lanzamiento del PNPB en 2004, y a pesar de los objetivos de inclusión social, este programa como el PNA adolecen de los mismos problemas. Los autores además consideran que ha emergido un sub-campo de gobernanza de los biocarburantes, que se encuentra entre la gobernanza de la energía y la agricultura, el que todavía no se aprecia como un campo semiautónomo de gobierno. La posición específica de este sub-campo de gobernanza determina el poder de los actores involucrados

(públicos y privados), y el sistema de reglas e instituciones dominantes que rigen el sector, así como los inconvenientes que atraviesan los programas de promoción de biocarburantes en la actualidad.

Al tener en cuenta las ventajas comparativas que tiene este país en el mercado internacional de la soja, es bastante probable que en los últimos años la gran agricultura de la soja se haya consolidado como la fuente principal de suministro de materias primas para el abastecimiento del mercado interno de biodiesel en Brasil. Estos datos podrían reflejar que los incentivos plasmados en la regulación del biodiesel brasileño no son suficientes para alcanzar los objetivos de carácter social que ha caracterizado la política del PNPB, siendo que el incremento exponencial de la producción de biodiesel en Brasil de los últimos años se deba en gran parte al desarrollo de economías de escala vinculadas a la gran agroindustria y al monocultivo de la soja, más que a la de otros cultivos oleaginosos con sistemas de producción más cercanos a la agricultura cooperativa o familiar. Esta realidad, observada en el desarrollo industrial del biodiesel brasileño, es más cercana a la organización industrial relacionada al uso energético de la caña para la producción de etanol, y por tanto puede estar sometidas a fuerzas análogas a las que determinan la evolución de la oferta y la demanda, en este mercado, es decir el coste de oportunidad que surge tras el uso energético de los cultivos alimentarios.

II.2.7. Perspectiva de la evolución de la regulación del mercado de biocarburantes en Brasil desde el lanzamiento del PNA hasta la actualidad

Desde el lanzamiento del PNA, tal y como fue concebido desde 1975, la intensidad de la intervención Estatal en la configuración del modelo regulatorio del sector de los biocarburantes, ha evolucionado de la mano del comportamiento de los mercados de la energía y de los mercados alimentarios (azúcar y más recientemente de aceite vegetal). La confluencia o divergencia de intereses entre la política energética y las necesidades privadas del sector sucro-alcoholero, determinados por los cambios en los mercados de materias primas, constituyen una relación dinámica que es muy relevante para comprender los cambios regulatorios y seguramente la evolución del mercado de los biocarburantes en Brasil.

Teniendo en cuenta las restricciones que imponen las instituciones de un modelo económico de mercado a la intervención del Estado, podemos decir que la acción del Estado en el sector agro-energético en la actualidad es "equivalente" a la acción observada durante el lanzamiento del PNA. Es decir, sin el nivel de intervención actual en el sector, aun cuando las fuerzas del mercado sean determinantes para su funcionamiento, la expansión del mercado de etanol carburante y más recientemente de biodiesel, sería mucho menor; tal como hubiera sido en el caso de que Estado brasileño no hubiera respaldado a los actores del mercado, ante la crisis energética y azucarera que, hizo despegar el PNA tras la crisis del petróleo. Asimismo, el interés o el rechazo del sector sucro-alcoholero al uso de parte de las materia primas, para cubrir las necesidades energéticas mediante la producción de biocarburantes, ha estado influenciado por el comportamiento de los mercados alimentarios del azúcar. Ese interés o rechazo, parece haber sido una condición "*sine qua non*", no solo para la intensidad del rol del Estado en la configuración del modelo regulatorio e institucional vinculado al uso energético de la caña de azúcar, sino también para la expansión o contracción de la oferta de biocarburantes en el mercado. En un sentido lato, es interesante observar que la confluencia o divergencia de intereses entre el sector sucro-alcoholero y el Estado parece estar

estrechamente relacionado con la evolución del mercado del etanol carburante, a los largo del periodo analizado.

La dinámica de la relación entre el sector agroindustrial, el Estado y los consumidores finales, parece determinar gran parte de la evolución del mercado de carburantes para el transporte en Brasil. Las decisiones privadas y públicas, en relación el uso energético del etanol, han estado influenciadas por los mercados energéticos y alimentarios, afectando tanto los cambios en la oferta como en la demanda del biocarburente y determinando a su vez, las expansión o la contracción del mercado. Esto parece ser un patrón reiterado que se observa a lo largo de la evolución de los biocarburentes en Brasil.

Teniendo en cuenta la evolución de los precios en los mercados energéticos y alimentarios, la organización de los actores del mercado, de la mano de la regulación y los incentivos económicos aplicados sobre los eslabones claves de la cadena de valor del etanol carburante y el biodiesel, ha podido estabilizar la oferta y la demanda, así como consolidar la política de diversificación energética el mercado nacional del transporte rodado de Brasil, durante el periodo actual. En este proceso reciente parece haber convergido el interés de sector público y del sector privado, con el fin de expandir la sustitución de los derivados del petróleo por energías renovables en mercado del transporte, siendo ambos sectores importantes motores del cambio de la política agro-energética brasileña en la actualidad, así como durante toda la historia del etanol en el transporte.

Los problemas en el sector agroindustrial de la producción de azúcar en Brasil, han sido factores muy importantes para el desarrollo de la industria del etanol. Con un mercado interno mucho más grande y unos precios estables en el mercado internacional del azúcar, hubiera sido muy difícil o más costoso para el Estado, haber optado por la sustitución de los derivados del petróleo utilizando el etanol carburante derivado de caña. En el caso del biodiesel los objetivos de sustitución energética progresan notablemente, aunque parecen seguir el camino del monocultivo de soja, como un eslabón de producción dominante dentro de la cadena de producción, acercándose al modelo del etanol basado en el monocultivo de caña de azúcar y haciendo más difícil alcanzar los objetivos de carácter social establecidos en el PNPB.

En caso del etanol, la confluencia de intereses parte tanto del problema de precios del azúcar en el sector azucarero como del problema del coste energético de las importaciones y la estabilidad del suministro de petróleo. En los periodos donde se producían ambos factores, la intervención fue mayor y socialmente más aceptada, tanto por los actores del sector sucro-alcoholero, como por los consumidores finales de carburantes; incrementándose en consecuencia la producción y el consumo del biocarburente en el mercado del transporte rodado. Por el contrario, cuando estos problemas divergían en el tiempo, tanto el Estado como los productores podían ser más reticentes al uso del etanol carburante, dado que los primeros podrían obtener mayores ganancias produciendo azúcar en lugar de etanol carburante, mientras que el Estado podía alcanzar el objetivo político de un suministro estable de carburantes para el transporte rodado a un menor coste, utilizando más crudo y derivados (de producción nacional o importados). Con esta última elección, el Estado podía equilibrar la balanza de pagos e incrementar las rentas políticas en relación con los consumidores finales, al mantener bajos los precios de los carburantes y favorecer las medidas contrarias al uso del etanol.

La importancia de la consolidación de la curva de aprendizaje en el sector de los biocarburantes, especialmente en la del etanol; ha contribuido notablemente a desarrollar la eficiencia de la producción del carburante, favoreciendo su competitividad en el mercado doméstico y en el mercado internacional (lo mismo ha ocurrido en el caso del azúcar). Esto junto al incremento de la producción nacional de crudo, ha dado lugar a una menor dependencia en las importaciones de petróleo durante el periodo actual.

En el caso del mercado del Biodiesel, al igual que en el caso de etanol anhidro, el consumo está determinado por los mandatos de mezcla, pero esta política no está formalmente relacionada con algún sector exclusivo de producción de materia prima, como en el caso de la caña de azúcar y el etanol carburante. Sin embargo, la regulación articula efectivamente los incentivos y las obligaciones establecidos en las políticas públicas al consumo de determinadas materias primas, así como a determinada organización de la producción de estas materias primas en determinadas zonas geoeconómicas, con el fin de alcanzar los objetivos sociales de inclusión de la agricultura de pequeña escala en la cadena productiva del biodiesel. Sin embargo, dada la tendencia del sector industrial del biodiesel a ser producido con aceite vegetal de soja, el modelo de producción generado por el PNPB se parece cada vez más al modelo de producción de la gran agroindustria de etanol de caña de azúcar, y esto implica que el desarrollo de ambos sectores estén influenciados por los precios en los mercados alimentarios y energéticos.

La dimensión social del PNPB no ha sido un obstáculo para incrementar notablemente la producción nacional en los últimos años, especialmente en las regiones del centro y sur de Brasil, donde funciona la gran agroindustria del monocultivo de la soja. Sin embargo, una diferencia fundamental entre esto dos planes de diversificación energética se encuentra en los mecanismos de desarrollo de la demanda. La capacidad del sector industrial del etanol para desarrollar una demanda propia de etanol hidratado en bomba, mediante la repoblación del parque automotriz con los vehículos *flex*, junto con la imposibilidad legal de consumir gasolina sin mezclas con etanol anhidro, ha sido un punto de inflexión para la expansión de la demanda interna. Esto no sucede en el caso del mercado de biodiesel. En el caso del biodiesel, su uso está limitado a las mezclas carburantes, siendo, comparativamente, un obstáculo para la expansión de la demanda interna a escala de etanol. En este sentido los problemas de suministro de biodiesel no podrán alcanzar todavía la escala de los problemas de suministro de etanol carburante, porque el consumo de biodiesel está restringido a las mezclas mínimas con petróleo diésel, es decir no tiene una demanda propia en bomba y su expansión está relacionada más con la expansión de la demanda de diésel fósil y por supuesto el incremento de los mandatos de mezcla.

Desde una perspectiva dinámica, la interacción entre los principales actores vinculados al mercado de biocarburantes brasileño, influenciada por el comportamiento en los mercados alimentarios y energéticos, parece haber determinado las condiciones favorables o desfavorables, al uso del etanol y del biodiesel en el mercado del transporte. Esto podría a su vez determinar las condiciones futuras para el desarrollo del mercado de los biocarburantes en Brasil.

Dado que hay una serie de variables que afectan el modelo de diversificación energética brasileño, ¿qué pasaría en el caso de que la oferta nacional de etanol para abastecer el mercado interno brasileño llegue a ser insuficiente para cubrir la demanda? ¿Sería necesario otro plan para reestructurar nuevamente la cadena de producción Brasileña y así cubrir el déficit de oferta? ¿Se

incrementarían las importaciones de etanol? Estas interrogantes se enmarcan en un contexto energético nuevo, con unas grandes reservas de petróleo ubicadas en el PRE-SAL, frente a las costas del sur de Brasil, que han incrementado significativamente las reservas disponibles de crudo en Brasil, cuyas expectativas han generado todo un plan nacional para el aprovechamiento energético del combustible fósil. Algunos consideran posible que los marcos regulatorios de promoción de biocarburantes en Brasil, terminen siendo subordinados ante un cambio tan considerable en la matriz energética, reduciendo los incentivos políticos y afectando las preferencias de los consumidores finales en el uso del etanol y del biodiesel, como productos sustitutos de los carburantes fósiles de automoción en Brasil. La idea no sería nueva, ya que como hemos visto en el caso de la evolución del etanol carburante, es posible que ante los cambios en los costes de la energía, se gire hacia una nueva política energética basada en reservas propias de crudo y en la producción de derivados del petróleo abaratados por la gran capacidad de refino brasileña, sobre todo si se da un salto hacia atrás desde el punto de vista de la política medioambiental para el transporte, y los precios de las materias primas como el azúcar o el aceite vegetal coincidan en una tendencia al alza en los mercados alimentarios .

Capítulo III

Análisis de la Regulación del mercado de biocarburantes en EEUU

Desde los albores de la industria del etanol carburante y posteriormente de la industria del biodiesel, la política agro-energética y la regulación económica, han jugado roles determinantes en el origen y desarrollo del mercado de los biocarburantes en EEUU, estando su influencia determinada principalmente por el comportamiento de los mercados energéticos, pero también por la situación en los mercados alimentarios. La relación entre estas fuerzas se ve complementada por una serie de objetivos relacionados al uso de biocarburantes, especialmente, aquellos vinculados a la dimensión medioambiental de su consumo en el transporte. La interacción entre estas fuerzas políticas ha dado lugar a una plétora de instrumentos de promoción del uso de biocarburantes, tanto de mandato y control, como instrumentos económicos, cuya intensidad ha variado en razón de la interacción entre el Estado federal y la agroindustria, en torno a las necesidades energéticas del país y los problemas del mercado agrícola, vinculados estos últimos a las materias primas que dominan hoy en día la producción de biocarburantes en EEUU.

A simple vista, la regulación del sector de los biocarburantes en EEUU parece tener un componente aleatorio y hasta caótico. Sin embargo, existen elementos suficientes como para reconocer que la política en el sector, es producto de la interrelación entre los mercados de energía y los mercados alimentarios. La actual gama de incentivos y regulaciones para promover los carburantes renovables y las nuevas rutas tecnológicas, parecen no formar parte de una sola y comprensiva estrategia, sino un agregado de políticas públicas, producto de los diversos intereses y preocupaciones políticas de los sectores relacionados a los mercados energéticos y alimentarios a lo largo de los últimos 40 años. Entre estas preocupaciones tenemos la reducción de la dependencia en el consumo y en las importaciones de petróleo, la mejora de la calidad del medioambiente, la expansión de la manufactura doméstica, así como la promoción de la agricultura y el desarrollo de la economía rural. Sin olvidar la importancia sustancial de la política energética y medioambiental para el desarrollo de la industria de los biocarburantes en EEUU, consideramos que el peso significativo de algunos sectores específicos, vinculados estrechamente con la producción de materias primas, ha sido gravitante en la elección del número y en la envergadura de las políticas aplicadas para la promoción y crecimiento del sector. Este es el caso de la política agrícola estadounidense y su gran influencia en el sector energético de los biocarburantes (Cunningham, Roberts, Canis, & Yacobucci, 2013).

Teniendo en cuenta el comportamiento de los precios en los mercados de productos energéticos y alimentarios, las políticas públicas en materia de agro-energía, han contribuido con distinta intensidad y en distintos periodos, a incrementar la producción de los biocarburantes desde la década de los años 1970s. Los periodos de crisis energética y los cambios en la política agrícola, han marcado la génesis de la política agro-energética para el sector del transporte, enfocada en sustituir

progresivamente las costosas importaciones de crudo con biocarburantes de producción nacional, así como por otras fuentes propias de energía. De acuerdo con (Half, 2008), las medidas proteccionistas y los subsidios al etanol, pueden ser vistos como parte de una política agrícola cuya justificación estuvo incrustada desde el principio en el drama de las crisis energéticas de la década de los 1970s. El apoyo a la agricultura y la búsqueda de seguridad energética, estuvieron íntimamente vinculados en el objetivo común de impulsar el suministro de energía nacional, y de reducir la dependencia energética mediante una industria de biocarburantes de cosecha propia.

Como en otros países, la política energética en EEUU ha estado conformada por una serie de instrumentos para incentivar o desincentivar el uso de determinados recursos energéticos. La posibilidad técnica de producir etanol de maíz y de destinar una cantidad considerable de materias primas agrícolas a los mercados de energía, fue una estrategia bastante oportuna del gobierno para ayudar a los grandes productores del “*Corn Belt*”, así como para reducir el consumo de gasolina y las emisiones de gases de efecto invernadero, en un entorno de mayor dependencia de las importaciones de petróleo y estancamiento de la producción nacional.

Los instrumentos aplicados al sector de los biocarburantes, como parte de la política energética general de EEUU, responden difícilmente a una estrategia coherente de diversificación energética mediante el uso de energías renovables, que sea consistente con la maximización del bienestar general, o al menos sea costo efectiva en relación con los objetivos que pretende alcanzar.

En este sentido (Lazzari, 2005) es claro al describir en qué contexto se aplica la política de uso de energías alternativas, como parte del marco de la política energética estadounidense. Teóricamente, los principales instrumentos, como los impuestos energéticos, los subsidios, y otros incentivos económicos, así como una serie de instrumentos de mando y control, aplicados al sector de la energía han debido ser utilizados para corregir un problema o alguna distorsión en los mercados energéticos, o para alcanzar algún objetivo social, económico, medioambiental, o simplemente para alcanzar algún objetivo de política fiscal. En la práctica sin embargo, la política energética en EEUU es producto del entorno político, y como en casi todos los países, está determinada por las elecciones de los principales agentes vinculados a la toma de decisiones, como políticos, grupos especiales de interés, burócratas, y hasta investigadores del mundo académico. El resultado es que la política energética casi nunca responde solamente a los principios de la teoría económica o a los fundamentos de las finanzas públicas; por el contrario, en la mayoría de los casos la política energética puede agravar las distorsiones existentes en lugar de corregirlas, o redistribuir de forma desequilibrada los costes sociales derivados de las actividades económicas del sector de la energía.

Teniendo en cuenta el entorno multisectorial que ha afectado la política de promoción de los biocarburantes en EEUU, así como las limitaciones derivadas de la exclusión del análisis en profundidad de las medidas de fomento aplicadas a nivel estatal, analizaremos cuales han sido los principales factores que han contribuido al progresivo desarrollo e implementación de los instrumentos de promoción del mercado estadounidense y cuál ha sido la racionalidad de su funcionamiento en perspectiva histórica, desde las primeras medidas adoptadas por el gobierno Federal para el fomento del uso del etanol, hasta la actualidad.

III.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al desarrollo de los biocarburantes en EEUU

Teniendo en cuenta la relación entre los mercados energéticos y alimentarios, en las siguientes líneas daremos un panorama de la evolución de la política agro-energética vinculada al mercado de biocarburantes en EEUU, analizando tanto los procesos marcados por un mayor nivel de intervención en el sector, como por los caracterizados por una mayor liberalización de los mercados de productos energéticos vinculados a los biocarburantes. Nos enfocaremos principalmente en los objetivos de política agro-energética relacionados con la industria de biocarburantes, del petróleo y sus derivados, así como de los sectores agrícolas vinculados a la producción de la materias primas; tratando de evidenciar la conexión entre la política energética, agrícola, y ambiental, así como su influencia en la estructura multisectorial de la regulación sobre la que se ha sostenido la política de promoción de la industria de biocarburantes en EEUU.

III.1.1. Una política energética basada en la promoción del petróleo y el gas- 1918 a 1970 y la evolución de la agroindustria vinculada a los biocarburantes durante este periodo

La política energética durante este periodo estuvo basada predominantemente en el desarrollo y consumo de los carburantes fósiles en la matriz energética estadounidense. En un primer estadio en los incipientes mercados internacionales de crudo, la producción en EEUU era considerable, estando enfocada principalmente en el mercado nacional, que estaba bastante concentrado. Luego de que la Corte Suprema de EEUU desmembrara la *"Standard Oil Trust"*, la competencia en el sector de los hidrocarburos se incrementó notablemente. En el ámbito nacional estadounidense, la política energética estaba basada en el incremento de la producción nacional de crudo y gas. El gobierno se encargaba de aplicar instrumentos económicos de carácter fiscal para favorecer el suministro de productos petrolíferos y gasíferos mediante la reducción de los costes de producción y de los costes operativos de las compañías petroleras y gasíferas que operaban en EEUU. La política de subsidios a las actividades extractivas, impulsó la inversión en la exploración de nuevas reservas y de nuevos pozos petroleros de forma progresiva. En este sentido, la industria de los hidrocarburos durante este periodo era una industria subsidiada por el Gobierno Federal (Lazzari, 2008).

Los instrumentos fiscales fueron los primeros en ser aplicados en los mercados de productos energéticos, pero dado que la política energética Federal estuvo enfocada en el incremento de la producción y suministro doméstico de petróleo y gas, no había entonces incentivos fiscales para otros productos energéticos no fósiles, ni para el ahorro energético, ni para los carburantes alternativos, sino por el contrario, se trataba de una política energética plenamente orientada a la extracción, explotación y consumo de petróleo y el gas.

Los altos costos de exploración y explotación de los recursos energéticos eran un obstáculo para la expansión del suministro de petróleo y gas. Con el fin de reducir los costos laborales, materiales, de suministro y de reparaciones asociadas a la perforación de los pozos; las compañías petroleras y gasíferas fueron beneficiadas con la reducción de las tasas fiscales, deducciones y exenciones aplicadas sobre sus principales actividades. Dos principales medidas de esta naturaleza fueron las aplicadas en la primera mitad del siglo XX. Por un lado, la *"Expensing Drilling Costs and Dry Hole Costs"* (IDC) introducida en 1916, otorgaba a los productores de petróleo y gas la posibilidad de

deducir una parte significativa de los costos totales de funcionamiento de un pozo de la renta del primer año. Para los pozos secos que comprendían alrededor de un 80 % de los pozos perforados, se les permitió deducir los costes del año de perforación contra otros tipos de ingresos. Por otro lado, la “*Percentage Depletion Allowance*” (PDA), permitía la deducción de un porcentaje fijo de los ingresos brutos, en lugar de una deducción basada en el valor real de los recursos extraídos.³⁰⁸

Estos y otros subsidios fiscales, como el tratamiento de las ganancias de capital por la venta de propiedades exitosas, la exención especial de las normas de prescripción de la pérdida pasiva y los créditos fiscales especiales, redujeron las tasas marginales fiscales efectivas a los operadores de la industria del petróleo y el gas, que redujeron los costos de producción e incrementaron las inversiones en la localización y exploración de nuevas reservas. Esto no solo hizo la producción doméstica más lucrativa, sino que elevó la tasa de extracción acelerando el proceso de producción de petróleo y gas, y en consecuencia imprimió un ritmo más rápido de agotamiento de las reservas estadounidenses.³⁰⁹

La política de subsidios a la industria extractiva nacional, canalizaban los recursos hacia la producción doméstica de petróleo y gas, pudiendo haber sido destinados a otras actividades económicas en EEUU o a la inversión en petróleo y gas en el extranjero. Con el incremento de la producción y los precios del petróleo relativamente bajos, el consumo se expandió, de la mano de la expansión del mercado de artefactos de consumo, afectando las potenciales políticas de ahorro energético y de desarrollo de carburantes y demás tecnologías alternativas a los carburantes fósiles. El suministro de petróleo y el gas aumentó notablemente, pasando de un 16 % de la producción total de energía de EEUU en 1920, a 71,1 % del total de la producción energética en 1970 (Molly, 2011).

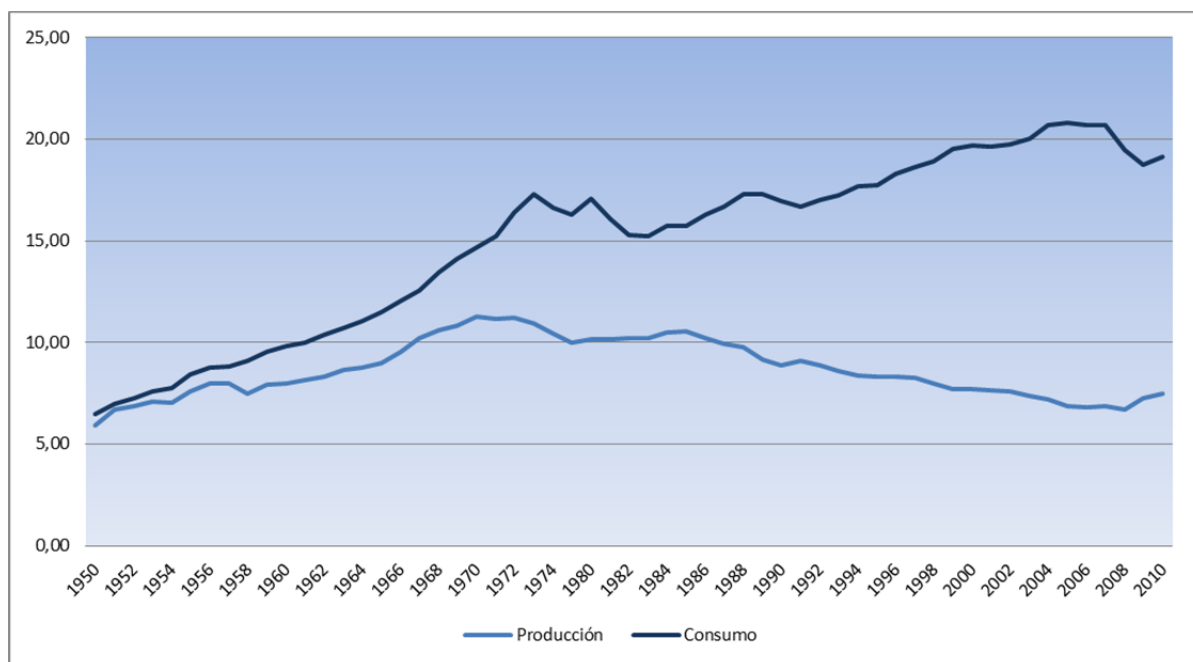
Asimismo, con el descubrimiento de nuevas reservas internacionales en el Medio Oriente, la experiencia previa de EEUU en la explotación del petróleo, así como el dominio tecnológico de las compañías internacionales (incluidas las europeas), favoreció el desarrollo de la competencia en el mercado internacional del petróleo, incrementando progresivamente la oferta de crudo en EEUU y en Europa. El petróleo se convertiría paulatinamente en la principal fuente de energía primaria en EEUU y la política del gobierno se decantaría por favorecer la ampliación del suministro y el consumo del carburante fósil.

Con la expansión del mercado las compañías estadounidenses iniciaron la explotación del petróleo en el extranjero, incrementando y diversificando el suministro de la demanda interna. EEUU dominaba ampliamente el mercado internacional del petróleo, siendo 5 de las 7 mayores compañías petroleras internacionales estadounidenses. En un mercado internacional liberalizado y dominado tecnológicamente por las compañías occidentales o IOC, las importaciones de petróleo provenientes de las reservas de Medio Oriente incrementaron las fuentes de suministro interno, pero también la competencia con la producción nacional de crudo, productos petrolíferos y el etanol, que por entonces competía en el mercado interno con una industria subsidiada. Las importaciones de crudo iniciarían un proceso de expansión desde la década de los años 1950s, cuando se observa que gradualmente el consumo doméstico de petróleo empieza a superar a la producción nacional del crudo, como podemos observar en el gráfico III-1.

³⁰⁸ Ver: *Internal Revenue Act of 1916, 1918 y 1926.*

³⁰⁹ Ver: (Grossman, 2013)

Gráfico III – 1: Producción y consumo doméstico de petróleo en EEUU



Fuente: Elaboración propia a partir de (US DOE-EIA, 2012)

La alta disponibilidad de suministro, principalmente expandidas por las reservas del Medio Oriente reducirían los costes energéticos de EEUU durante este periodo. El control tecnológico y financiero del mercado por parte de la IOC norteamericanas permitía imponer en los contratos de concesión con los países productores, condiciones de explotación favorables al consumo energético en los países industrializados importadores de crudo. Como los costes de extracción eran menores en las concesiones del Medio oriente, la política energética se limitaba a paliar los efectos de las importaciones baratas de crudo en las compañías que operaban en explotaciones nacionales, fomentando a la vez el consumo interno y la estabilidad del suministro de petróleo mediante el incremento de las importaciones. El resultado fue un incremento considerable de la dependencia del petróleo importado, que amplificaría posteriormente el impacto de la crisis energética de los años 1970s.

III.1.1.1. Biocarburantes, política y mercado agrícola durante este periodo

Aunque la política en el campo de la energía se concentraba en la promoción del petróleo, el alcohol carburante no era completamente desconocido en EEUU. Es así que los primeros automóviles fabricados en EEUU podían operar tanto con etanol, como con gasolina. Asimismo, aunque el mercado del etanol no pudo desarrollarse plenamente, al no poder competir con los precios del petróleo (que ya era una industria subsidiada en EEUU), fue utilizado subsidiariamente en varias etapas puntuales de este periodo en EEUU. En La tabla III–1 podemos observar una síntesis de los principales acontecimientos históricos relacionados al uso energético del etanol en EEUU antes de la crisis energética en los años 1970s.

Tabla III – 1: Hitos en la evolución del etanol hasta la crisis energética

1826	Samuel Morey desarrolló un motor que operaba con etanol y trementina.
1860	Nicholas Otto usa el etanol como el carburante en sus motores.
1862	El Congreso de la Unión estableció un impuesto especial de \$2 sobre el etanol para financiar la Guerra civil. Antes de la Guerra civil, el etanol jugaba un importante rol en la eliminación del petróleo en EEUU. Con el impuesto el etanol perdió competitividad y su uso como carburante decreció.
1896	Henry Ford construyó su primer automóvil, el cuadríciclo, que operaba con etanol al 100 %.
1906	Se deroga el impuesto al etanol, convirtiéndolo en una alternativa a la gasolina en el mercado de carburantes.
1908	Henry Ford inicia la producción del modelo T, un vehículo de consumo flexible de carburantes, pudiendo operar con etanol, con gasolina o con las mezclas entre estos carburantes.
1917-1918	La necesidad de carburantes durante la primera guerra mundial incrementó la demanda de etanol entre 50 y 60 millones de galones por año.
1920	La gasolina se convierte en el carburante de elección. La <i>Standard Oil</i> inicia el uso de etanol para aumentar el octanaje de la gasolina y reducir las detonaciones del motor.
1930	El etanol ganó un mercado en el Medio-oeste de EEUU. Más de 2000 estaciones de gasolina en el Medio-oeste vendían gasohol, en mezclas que contenían entre 6 % y 12 % de etanol
1941-1945	La producción de etanol para uso como carburante se incrementó, debido a un gran incremento masivo de la demanda de combustibles. Sin embargo, la mayoría del incremento de la demanda de etanol no fue para su uso como carburante.
1945-1978	Al final de la segunda gran guerra, con la caída de la demanda de materiales de guerra y con unos bajos precios del petróleo, el uso del etanol como carburante cayó drásticamente. Desde el final de los años 1940s hasta el final de los años 1970s, no hubo un uso comercial del etanol carburante en ningún lugar de EEUU.

Fuente: US-DOE (2012)

El etanol, desde sus orígenes, fue una salida a los problemas de sobreproducción de la industria agrícola del sector del maíz. De acuerdo con O'Brien (2006), la importancia de la agricultura en la economía de EEUU se encuentra más allá de toda duda. Las Trece Colonias fueron fundadas en gran parte como una fuente de producción agrícola para Gran Bretaña. Durante la Primera Guerra Mundial el sector agrícola continuaba su expansión como resultado de un mayor cultivo de la tierra y las mejoras tecnológicas. Sin embargo, con el fin de la guerra sobrevino el declive de la demanda europea de productos agrícolas. El fin de la guerra y la caída de la demanda iniciaron el colapso de los precios en la década de los años 1920s, llevando a la bancarrota generalizada y una gran crisis económica en el sector agrícola.

A inicios del siglo XX, entre 1916 y 1922 el gobierno federal inició el establecimiento de los programas de créditos agrícolas, empezó a regular el mercado agrícola y a apoyar a las cooperativas del sector. Sin embargo las iniciativas más directas para incrementar los precios de los productos agrícolas, tuvieron poca influencia. En los años 1920s, las propuestas para abordar el colapso de precios en el sector sobrevinieron después de la primera guerra mundial fueron, o rechazadas por el Congreso o vetadas por el Presidente. El establecimiento de la "*Federal Farm Board*" hizo poco para resolver el problema de la caída de los precios y de las pérdidas acumuladas al inicio de los años 1930s, hicieron graves estragos en el sector de la agricultura. Esta situación fue seguida de la gran depresión de los años 1930s, la que llevó a un alto nivel de intervención del Estado Federal en la economía, mediante una serie de programas de emergencia para los sectores industriales y agrícolas, en el marco del "*New Deal*" del presidente Roosevelt.³¹⁰

En este contexto, los esfuerzos políticos impulsaron medidas para facilitar el acceso al crédito y para apoyar los precios de los productos agrícolas con el fin de incrementar sus ingresos. El congreso promulgó la primera de las que convertirían en una serie de leyes federales, establecidas con el objetivo de mejorar la economía del sector, así como para garantizar la confluencia políticamente

³¹⁰ Ver: (Dimitri , Effland , & Conklin, 2005)

sensible entre la política agraria nacional y el comercio internacional. La *“Agricultural Adjustment Act-AAA”* promulgada en 1933, fue la primera ley que utilizó una serie de mecanismos para sostener los precios de los productos agrícolas. Durante los primeros 100 días desde el lanzamiento del *“New Deal”*, se establecieron los principales programas para los productos agrícolas. La *“Agricultural Adjustment Act”* de 1933, la primera de las llamadas *“Farm Bill”*, estableció, por primera vez, controles sobre la oferta de los productos agrícolas, así como ayudas a los precios de los cultivos y a los ingresos de los agricultores. Estas medidas tenían por objeto corregir los efectos devastadores que había tenido la caída de los precios de los productos agrícolas en los ingresos de los agricultores.³¹¹

Asimismo, la ley implementaba por primera vez el uso de impuestos para financiar la producción de mercancías agrícolas. Los pagos para el sostenimiento de los precios fueron financiados generalmente mediante impuestos a la producción de productos agrícolas específicos. La ley otorgaba préstamos para el sostenimiento de los precios, bajo la forma de almacenamiento obligatorio para ciertas clases de productos agrícolas a cuenta de la *“Commodity Credit Corporation”*. Otros productos eran subsidiados bajo recomendación del Departamento de Agricultura de Estado Unidos (USDA), y aprobación presidencial. Entre los productos subsidiados se encontraban el maíz, el algodón, el trigo, la trementina y el tabaco entre otros.³¹²

Durante los años 1930s la racionalidad económica, política y social para el cambio en la política agrícola era clara. Los ingresos de los agricultores eran muy bajos, inclusive para los estándares de los años de la Gran Depresión y las oportunidades de empleo eran pocas fuera del sector agrícola. El enfoque del apoyo federal para abordar estos problemas fue la política de ayudas a los precios de productos específicos y el control del suministro, que respondía a la propia estructura del sector agrícola; las unidades de producción agrícola generalmente eran pequeñas, con operaciones diversificadas y cuya producción se destinaba principalmente al mercado interno, que estaba protegido con altos aranceles. Esta medida fue seguida por nueva legislación que autorizaba pagos directos para la conservación de suelos (retirada de tierras), y desde 1938, mediante la *“Agricultural Adjustment Act”*, se autorizaban subsidios a los precios para unos cultivos seleccionados (entre los que se encontraba el maíz y la soja), y se establecían además unos programas de seguros federales para los cultivos, entre otras provisiones de ayudas al sector. La política agrícola estadounidense aplicada desde entonces hasta mediados de los 1960s básicamente consistiría en la extensión, con algunas modificaciones, de la política agrícola establecida en la *“Agriculture Adjustment Act”* original (Dimitri , Effland, , & Conklin, 2005).

Aún con el nivel de ayudas al sector los programas del *“New Deal”* no resolvieron el problema de los bajos precios de los productos agrícolas. Los bajos precios eran consecuencia de las condiciones de la oferta y la demanda desencadenadas tras la depresión económica global. Para (Bowers, Rasmussen, & Baker, 1984), las medidas del *“New Deal”* fueron contraproducentes. Las ayudas para el incremento de los precios llevaron al aumento de la producción, pero también a una reducción de la cantidad demandada. Una distorsión extrema del mercado, que llegaba hasta el punto de que el gobierno se encargaba finalmente de los excedentes que la propia política agrícola estaba creando. Así, mientras que los agricultores tenían un alivio en el corto plazo, esas medidas desencadenarían el

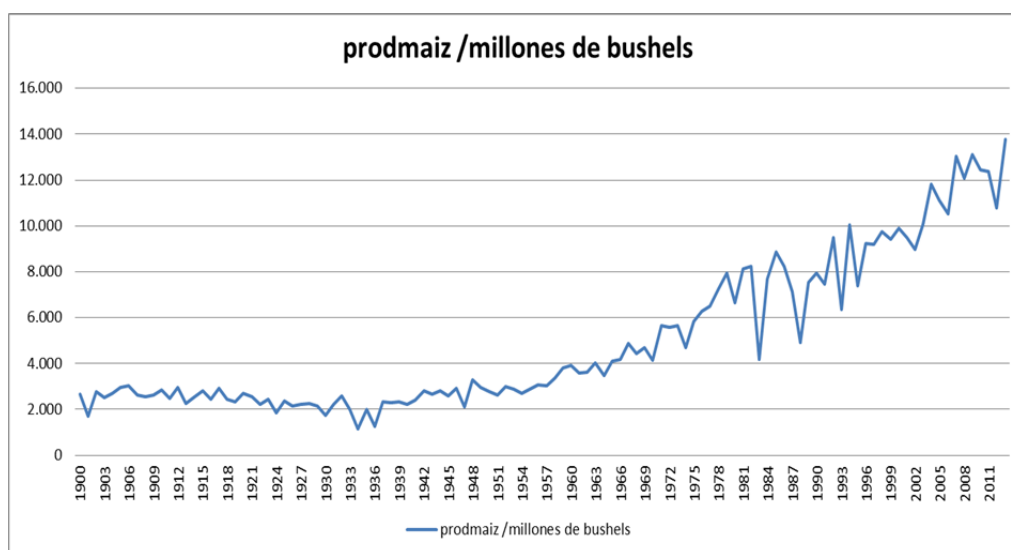
³¹¹ Ver: (USDA-NALC, 2012)

³¹² Ver: (O' Brien, 2006)

problema de sobreproducción de los cultivos de granos como el maíz y demás productos agrícolas en el mediano y largo plazo. Después de la segunda guerra mundial, hubo un consenso generalizado de que los productos agrícolas colapsarían nuevamente en un contexto potencial de depresión de la economía global. Esto pudo haber sido un factor importante para que la agricultura sea excluida implícitamente del GATT, tras la presión política de EEUU (que ya tenía una política agrícola definida por la “*Farm Bill*”) y los países Europeos (dispuestos a dar inicio a su Política Agraria Común tras el tratado de roma).³¹³

Aunque el alcance último de estas medidas fue declarado inconstitucional, dada la gran popularidad de las medidas la intervención del Gobierno Federal en los mercados agrícolas se impuso como una necesidad ineludible y un deber del Gobierno. Desde entonces, la intervención y la protección del sector agrícola fue permanente, incluyendo el sostenimiento de los precios, préstamos sin garantías de recursos, primas, requerimientos de retirada de tierras para participar en programa de mercancías y almacenamiento controlado y subvencionado por el gobierno; medidas de control de la oferta para mantener los precios a los niveles objetivo. Muchas de estas medidas iban más allá de la seguridad alimentaria y el incremento de los ingresos en el sector agrícola. No fue hasta el año 1996, que la política agrícola tradicional establecida en las “*Farm Bills*” se desvió tímidamente del cauce establecido desde entonces, adquiriendo una orientación más de mercado. Con la caída de precios en 1998 se regresó al objetivo tradicional de la política agrícola enfocada más en los ingresos de los agricultores (Effland, Young, & Westcott , 2005).

Gráfico III – 2: Evolución de la producción de maíz en EEUU



Fuente: Elaboración propia partir de USDA 2013

³¹³ El compromiso de respetar las políticas de los países en materia de agricultura, dio como resultado una serie de excepciones en la aplicación de los principios generales y la normativa vinculante del GATT para los productos agrícolas, como por ejemplo las excepciones a la prohibición del uso de subvenciones a la exportación y las restricciones cuantitativas. Aunque los países mantuvieran la esperanza de que el comercio agrícola pudiera liberarse en el seno del GATT, una vez superados los problemas de suministro de la post guerra, algunos como EEUU solicitaron una excepción general para su legislación agrícola, al constatar que su problema de sobreproducción era permanente y no solo temporal, ocasionando que muchos países justificaran sus políticas de apoyo al sector, siempre bajo fundamentos análogos a la excepción estadounidense a la aplicación de las normas del GATT. Para mayor información ver: (García Delgado & Gracia Grande, 2005)

Podemos entender entonces que los productores de materias primas susceptibles de ser usadas para la producción de biocarburantes adolecían de un problema endémico de sobreproducción, que afectaba finalmente los precios de los productos agrícolas y finalmente los ingresos de los agricultores, situación que se exacerbaría en el largo plazo, con la reestructuración y los cambios tecnológicos en el sector. Un círculo vicioso que en gran medida era consecuencia de la intervención del gobierno federal en el sector mediante la política agrícola de ayudas y protección al sector. En el gráfico III- 2 podemos observar la evolución de la producción de maíz en EEUU y el cambio de tendencia tras la segunda guerra mundial.

Durante la larga historia de los subsidios al maíz, las oleaginosas o el algodón, la agricultura de EEUU ha evolucionado sustancialmente. De representar una parte importante de la economía estadounidense, el porcentaje de la economía agrícola en el PIB ha declinado hasta representar solo el 1 %, aun cuando la producción agrícola se ha expandido rápidamente. Este declinar de la importancia en la estructura económica estadounidense se ha producido en paralelo un rápido incremento de la productividad en el sector agrícola en relación con los demás sectores de la economía. Asimismo, los precios de los productos agrícolas han caído en relación con los demás precios de la economía y mientras el ingreso per-cápita seguía aumentando, las personas tienden a gastar un proporción menor de su presupuesto en comida y otros productos agrícolas. En EEUU, la caída de los precios de los productos agrícolas, incluido el maíz y las oleaginosas, así como el rápido crecimiento del ingreso per cápita, han implicado que el porcentaje de gasto en el presupuesto de las personas sea cada vez menor en relación con los productos del sector (Gardner, 1993).

Además, el porcentaje del gasto per cápita captado por los productores agrícolas ha caído, aun cuando el valor añadido de los productos agrícolas ha aumentado significativamente. Esto significa que el porcentaje del gasto en productos agrícolas en relación al presupuesto total de los consumidores se ha reducido. Otro elemento del mercado estadounidense que es muy importante recalcar, es que aunque las exportaciones de productos agrícolas son importantes para el sector, las exportaciones netas de la agricultura estadounidense son una proporción muy pequeña en relación con el total de la producción agrícola.³¹⁴

Una salida en tiempos de caída de la demanda de la producción de maíz fue la transformación del cereal en etanol carburante. Durante este periodo y hasta terminada la segunda guerra mundial, el etanol era una salida a los problemas de acumulación de excedentes del maíz y otros granos. Con la derogación del impuesto al etanol desde 1906; la producción de etanol carburante en EEUU se incrementó. En estos tiempos de gestación del mercado del transporte rodado en EEUU, el etanol carburante estuvo sometido principalmente a las fuerzas del mercado, y llegó en determinados momentos a ser una alternativa real a la gasolina, al menos hasta el fin de la segunda guerra mundial donde la demanda de etanol carburante casi desapareció. Las crisis de demanda del sector agroindustrial y la sobreproducción de oleaginosas y cereales, las coyunturas bélicas que afectaban

³¹⁴ Dentro de la agricultura, el porcentaje de las explotaciones que obtiene la mayor parte de sus ingresos de los mercados agrícolas se ha reducido notablemente. Para las explotaciones de tamaño comercial que representan la mayoría de la producción agrícola, las ventas brutas por explotación han crecido. Uno de los más importantes cambios el pasado medio siglo es que los operadores de las explotaciones comerciales ahora tienen más altos ingresos que las personas no dedicadas a las actividades agrícolas y sustancialmente más riqueza que el americano promedio. Ver: (Gardner, 1993)

el suministro de petróleo, así como el incipiente mercado de la gasolina y el transporte rodado, favorecieron el desarrollo del mercado del gasohol (mezclas de gasolina con etanol), principalmente en la región del Medio Oeste donde se concentra la producción del maíz, la principal materia prima usada para la obtención del etanol en EEUU (DOE- EIA (2013)).

Durante este periodo el etanol tuvo un cierto rol como fuente alternativa a los derivados del petróleo, especialmente al reducir su consumo mediante las mezclas con gasolina. Las interrupciones de suministro de petróleo provocadas por las guerras mundiales y la competencia de precios entre la IOC, favorecieron la presencia del biocarburante en el mercado. En medio de una situación de grave crisis de la agroindustria en los años 1920s, seguida de la gran depresión de los 1930s, el etanol representaba una salida a la producción de cereales, tanto para su uso como carburante, como para el uso industrial y militar, lo que favoreció su producción y comercio. Sin embargo, la producción de etanol dejó de ser competitiva tras los descubrimientos de los yacimientos de petróleo en el Suroeste de EEUU, descubrimiento que incrementó la producción y redujo significativamente los precios del petróleo. Asimismo, con el inicio del periodo de paz, los circuitos comerciales de crudo se estabilizaron, permitiendo una mayor expansión del comercio de petróleo en los mercados energéticos internacionales.³¹⁵ Los bajos precios del petróleo, junto con la baja eficiencia energética del etanol frente a la gasolina, fueron sacando del mercado de carburantes al etanol.

En este contexto consideramos que una de las razones clave para entender la desaparición del etanol carburante luego de la post guerra fue la abundancia, la renovada estabilidad y los bajos precios del crudo. Como hemos analizado, la política energética estadounidense aplicada desde 1916 en favor del petróleo y el gas, incrementó la prospección y el suministro interno de petróleo, favoreciendo su consolidación en el desarrollo del mercado de transporte. Estas políticas, junto al renovado apoyo federal a los productos agrícolas y a los mercados alimentarios desde 1933, fueron tal vez los principales factores que redujeron los incentivos de los agroindustriales para dar continuidad a la producción del biocarburante.

La nueva política de protección de sector agrícola continuó durante la posguerra. La *"Agricultural Adjustment Act"* de 1938 y la *"Agricultural Act"* de 1949, son consideradas como legislaciones permanentes en materia de política agraria, porque muchas de sus medidas se han extendido notablemente a lo largo del tiempo. Aun cuando se han añadido nuevos programas, las enmiendas de los siguientes 60 años han gravitado en torno al núcleo duro de los programas agrícolas de las primeras *"Farm Bill"*.³¹⁶ La naturaleza cíclica de las promulgaciones de las *"Farm Bill"* busca adaptar las medidas de apoyo federal al sector agrícola a los nuevos contextos y condiciones del mercado interno y externo, teniendo en cuenta las restricciones presupuestarias del gobierno.³¹⁷

Desde 1949 a 1981 hubo pocos periodos de escasez en el suministro, así como de altos precios en el mercado de productos agrícolas. Como en el caso del maíz, en los periodos de precios bajos, las

³¹⁵ Ver: (Clark & Halbouty, 1972)

³¹⁶ Para analizar la continuidad de la política agrícola durante este periodo se puede revisar además la siguiente legislación: *Agricultural Act de 1954; Agricultural Act de 1956; Food and Agricultural Act of 1965; Agricultural Act of 1970; Agricultural and Consumer Protection Act of 1973.*

³¹⁷ Por ejemplo, las implicaciones presupuestarias de los programas de la *"Agricultural Act"* de 1949, se encuentran fuera del rango de cualquier factible gasto federal proyectado para los programas agrícolas.

reservas se incrementaban hasta que se solicitaba al gobierno que tomara medidas para el control de la oferta. Por ejemplo, en 1960 cerca de 60 millones de acres fueron separados de la producción agrícola bajo el programa de retirada de tierras de cultivo y otros millones de acres estaban fuera de la cadena de producción en el marco de los programas a largo plazo de reserva de tierras (Mccalla, 1969).

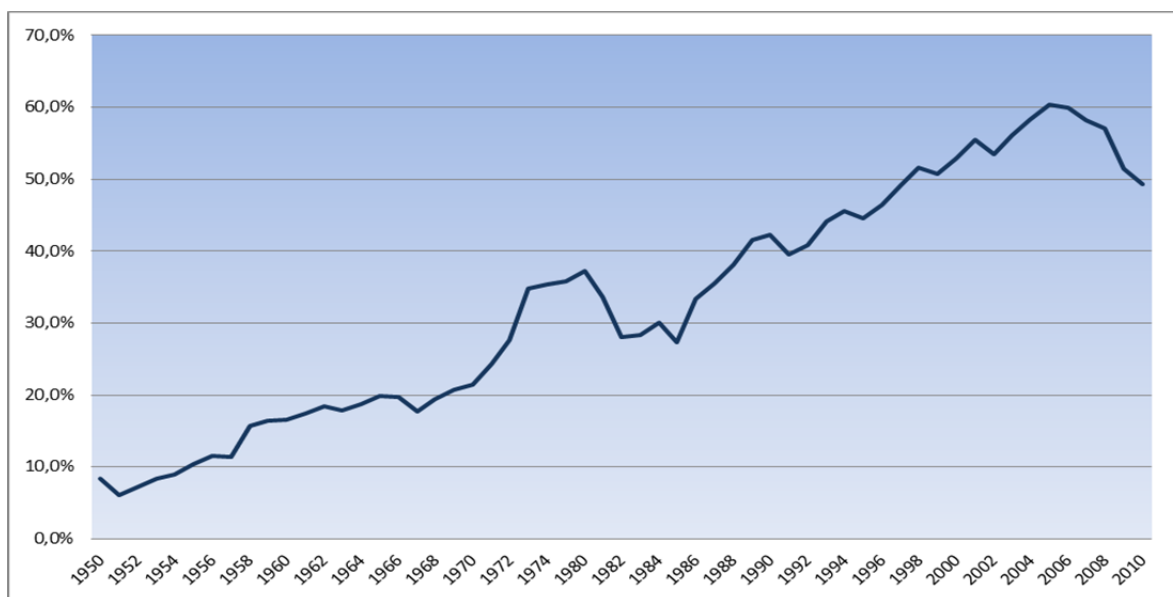
Aun con la subsistencia de los problemas de sobreproducción hubo una notable evolución de la política en el sector. Hasta los años que siguieron al fin de la segunda guerra mundial la política se basó principalmente en un alto nivel de ayudas y controles, que se tornaban en obligatorios una vez que eran aprobados por los productores de los cultivos afectados. Desde los años 1950s, la tendencia de las políticas estuvo más bien enfocada en el mercado, estableciendo precios y programas voluntarios de reducción de las tierras de cultivo. Desde mediados de los años 1960s, se fueron produciendo una serie de cambios en el contexto económico y político, en que se desarrollaba la política agrícola estadounidense. Los agricultores perdieron mucho poder político, mientras que iban decayendo en número. Desde entonces tenían que pactar alianzas con otros grupos políticos en el Congreso para conseguir nuevas leyes agrícolas, teniendo que aceptar progresivamente mayores modificaciones en los programas de ayudas (USDA-ERS, 1985).

Desde el punto de vista de la política energética, la protección del sector agrícola mediante el fomento de la producción de etanol, no tenía cabida en un mercado de carburantes dominado por los derivados del petróleo. La estructura y la estabilidad del mercado internacional durante la post guerra, incrementaron y diversificaron la oferta de crudo, favoreciendo el suministro de carburantes fósiles a bajos precios. El incremento de la demanda estadounidense estaba apoyado por un lado, en un estable y económico suministro de crudo nacional y cada vez más de crudo importado, operado por las IOC estadounidenses en los países productores. La política de subvenciones del sector a nivel federal, aseguraba precios económicos del petróleo extraído de pozos nacionales, a la vez que se intensificaba el suministro de las importaciones de crudo de oriente medio. La política estadounidense como en otros países de la OCDE era mantener los precios de la energía lo más bajo posible y en este contexto una política uso de carburantes alternativos derivados de biomasa resultaba innecesaria.

III.1.2. La política energética, medioambiental y las energías alternativas durante los 1970s y 1980s.

La crisis del petróleo durante los 1970s fue un hito que marcó el inicio del cambio de política energética, históricamente influenciada por la estabilidad del suministro y los bajos costes energéticos. El largo periodo de bajos precios de la energía había incrementado considerablemente las importaciones netas de petróleo en EEUU en relación al consumo total del combustible fósil. Una delicada situación de dependencia energética externa que se prolonga a periodos más recientes, como podemos observar en el gráfico III-3.

Gráfico III – 3: Importaciones netas como parte del consumo total de petróleo



Fuente: Elaboración propia a partir de US DOE-EIA (2012)

Los datos también muestran que aun cuando las importaciones netas decayeran durante el periodo de crisis, estas retomarían la tendencia observada durante el periodo previo a los shocks de costes energéticos de los 1970s. Esto afectaría a la postre el reforzamiento de los primeros intentos de desacoplamiento de la economía estadounidense del consumo de petróleo, especialmente en el sector del transporte.

Aún con todo, los problemas de carácter energético, especialmente en el sector petrolífero, tuvieron un impacto en el la visión de la política energética de EEUU. De acuerdo con Halff (2008), la búsqueda de la independencia de las importaciones energéticas, ha sido un argumento que ha dejado profundas raíces en la política energética nacional de EEUU, y el reflejo de este enfoque se puede encontrar en el discurso político que se extiende desde el embargo petrolero de 1973 y el pico de la producción estadounidense de crudo, hasta los ataques terroristas del 11 de septiembre del 2011 y en adelante.³¹⁸

En los 1970s, durante la primera crisis del petróleo el presidente Richard Nixon demostraba enfáticamente la importancia de la independencia energética para la nueva política energética de EEUU:

(...)“Pongamos como nuestro objetivo nacional, en el espíritu de Apolo, con la determinación del Proyecto Manhattan, que para el final de esta década habremos tenido desarrollado el potencial para cubrir nuestras necesidades energéticas sin depender de ninguna fuente de energía extranjera.”(...) “Permítanos prometerles que para 1980, bajo el Proyecto Independencia, seremos

³¹⁸ En la actualidad, la inseguridad energética, se relaciona además con el incremento de los precios del crudo, el incremento de la competencia por los recursos naturales entre los países desarrollados y las economías emergentes como China e India, así como el antiamericanismo de algunos gobiernos de los países productores de crudo. Ver: (Half, 2008)

capaces de satisfacer las necesidades de energía de los Estados Unidos con recursos energéticos propios de Estados Unidos”³¹⁹

No mucho tiempo después el presidente Jimmy Carter expresaba su inconformidad con la anterior ausencia de una verdadera política energética en EEUU, señalando las graves consecuencias económicas de tal ausencia:

*“Hemos estado realmente subsidiando en el pasado el consumo de excesivas cantidades de energía; y por lo tanto exacerbando un gran problema; el incremento de las importaciones de petróleo de países extranjeros. De la misma forma creemos que mediante este impuesto justo, podríamos redirigir las ganancias devengadas de las compañías petroleras a nuestros pobres, para mejorar la rapidez del tránsito, el tránsito urbano, para proveer nuevas fuentes de energía y para el ahorro energético.”(...) “Ahora esta victoria nos lleva al borde de una política energética nacional total, sobre la que he estado trabajando desde mis primeras propuestas energéticas desde hace exactamente 3 años, y donde he caracterizado el problema potencial como el equivalente moral de la guerra”.*³²⁰

Asimismo, el presidente Carter resalta la importancia de una política energética nacional, que articule el ahorro energético y la diversificación de fuentes y suministro, mencionando expresamente el uso del gasohol (gasolina mezclada con etanol), como una de las principales formas de diversificación energética con recursos propios:

*“Los sucesos ocurridos el último año, y la enorme presión inflacionaria que existe en nuestro país y otros países es el resultado directo de la ausencia de un adecuada política energética Americana en los años previos. Por fin ahora América tendrá tanto el incentivo como los medios para producir más petróleo aquí, para ahorrar más petróleo aquí y para sustituir más petróleo aquí con formas alternativas de energía” (...) “Nosotros debemos seguir adelante con el trabajo de desarrollo de la energía solar y otras formas renovables de energía tales como el **gasohol**, eólicas, madera y agua. Una vez más el impuesto sobre las ganancias extraordinarias del petróleo nos proporcionará los recursos necesarios para llevar a cabo estos propósitos.”³²¹*

De acuerdo con Lazzari (2008), tres principales factores durante los años 1970s recondujeron el enfoque de la política energética aplicada hasta entonces en EEUU. En primer lugar, las grandes pérdidas de ingresos fiscales asociadas con los beneficios fiscales al petróleo y al gas se volvieron cada vez menos justificables en un entorno deficitario del presupuesto Federal. En segundo lugar, la mayor conciencia de la contaminación ambiental, la degradación del medioambiente, así como la notable importancia de los aspectos distributivos de la economía en la formulación de la política, mermaron el apoyo político a las industrias de combustibles fósiles en EEUU. Los subsidios, en su mayoría reclamados por compañías de petróleo verticalmente integradas, se hicieron más difíciles de justificar en la arena política. En tercer lugar, el embargo de petróleo de 1973 y la revolución Iraní en 1978-1979 produjeron unos choques exógenos en la economía estadounidense que incrementaron los precios de los productos energéticos en una magnitud nunca antes experimentada.

³¹⁹ Ver: (Nixon, 1973)

³²⁰ Ver: (Carter, 1980)

³²¹ Ver: (Carter, 1980)

Así, tras el choque exógeno que la crisis energética de los 1970s produjo sobre la economía estadounidense, se daban los primeros pasos hacia un cambio de rumbo en materia de política energética, que afectaría gradualmente el desarrollo de las energías alternativas y los biocarburantes en EEUU.

III.1.2.1. La política de control de precios del petróleo

En el contexto de una nueva política energética más intervencionista, desde agosto de 1971 a enero de 1981, el precio del petróleo doméstico fue controlado por el Gobierno Federal, con el fin de que no subiera a los niveles de precios de mercado. Los controles de precios fueron iniciados bajo el gobierno de presidente Nixon, con el programa de congelamiento general de precios y salarios en agosto de 1971, el cual consistía en cuatro fases, cada una con varios grados de control. Los controles no solo se enfocaron en el petróleo, sino que fueron aplicados de manera general a todos los bienes y servicios.³²²

El control de precios del petróleo fue extendido hasta 1975 por la *“Emergency Petroleum Allocation Act”* promulgada en 1973, durante el inicio del embargo árabe de petróleo. La Guerra del *“Yom Kippur”* se produjo en octubre de 1973, y el embargo petróleo duró de octubre de 1973 a Abril de 1974. Esta ley estableció dos niveles de control de precios, cada uno con su correspondiente base de control de precios: *“Lower tier oil”* y *“Upper tier oil”*; uno aplicado para los pozos que iniciaron su producción antes de 1973 y el otro para los pozos que iniciaron su producción desde 1973 en adelante. En el primer caso, el techo de precios sobre el petróleo fue el más alto, llegando a \$0,425 por barril, el cual se incrementó posteriormente a \$5,25 por barril. En el segundo caso, no se aplicaron controles de precio, por lo que este petróleo podía ser vendido a precio de mercado, que era determinado por los precios de entrega del petróleo importado y de los derechos arancelarios (Kraft & Rodekohl, 1979).

Posteriormente el control de precios del petróleo fue modificado el 1975 con la *“Energy Policy and Conservation Act of 1975 (EPCA75)”*, y en 1976 con la *“Energy Conservation Act of 1976 (ECA-1976)”*. La EPCA-1975 reemplazó el sistema de control dual de precios por un sistema de control de precios de tres bases: *“lower tier oil”*, *“new oil”* y *“stripper oil”*. Asimismo, se estableció un precio nacional promedio para todo el petróleo de \$7,66 por barril; el precio promedio ponderado para el *“Lower tier oil”* tenía un techo de \$5,25, mientras que para y el precio del *“new oil”* y el *“stripper oil”* se aplicaba un techo de \$11,28 por barril.³²³

En abril de 1979 la Administración Carter, anunció el desmantelamiento del control de precios de los productos petroleros iniciando la liberalización de forma selectiva y gradual.³²⁴ La intención de la

³²² Para mayor información ver: (Kraft & Rodekohl, 1979)

³²³ Ver: *Public Law 94-163*. Asimismo, se permitió que el precio promedio del petróleo doméstico pueda incrementarse a una tasa anual del 10 %. De acuerdo con Lazzari (2006), en 1975 el precio el precio de venta del petróleo en el mercado libre de las importaciones era de \$13,25 por barril, mientras que al inicio del programa de control de precios del petróleo los precios de la producción doméstica de petróleo estaban apenas por encima de los \$3 por barril.

³²⁴ La EPCA-1975 también autorizó al presidente autoridad discrecional para terminar con los controles de precios. En octubre de 1981 los controles de precios expirarían. Con la ECA-1976 se introdujeron muchas enmiendas técnicas al sistema de control de precios, por ejemplo la exención del control de precios del nivel *“stripper oil”*, pero mantuvo intacta la estructura de la programa de control de precios de toda la producción

liberalización gradual fue la promoción del ahorro energético y la estimulación de la exploración y producción, tratando de no afectar en lo posible el suministro interno como resultado de una abrupta liberalización. Entre 1979 y 1981 los precios del petróleo fueron gradualmente liberalizados y los nuevos yacimientos descubiertos, directamente liberalizados, pero los controles de precios sobre algunos tipos de petróleo continuaron. El 28 de enero de 1981 el presidente Reagan abrogó el control de precios lo que condujo a un incremento y a una nivelación de los precios nacionales, en relación con los precios en el mercado internacional.³²⁵

III.1.2.2. Reducción de los subsidios a la industria del petróleo y el inicio de la promoción a nivel Federal de las energías alternativas, renovables y de los biocarburantes

Por primera vez durante el siglo XX los políticos enfocarían su atención en los problemas relacionados con los mercados de energía y como estos repercuten en el conjunto de la economía causando estanflación, corte de suministro, problemas de productividad, aumento de la dependencia de las importaciones y muchos otros problemas económicos y sociales. La respuesta fue un cambio de la tradicional política energética Federal de apoyo al suministro de petróleo y gas, expandiéndose a las políticas de ahorro energético, reducción de la demanda, así como el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Dos principales medidas de la nueva política energética fueron implementadas en el código fiscal federal durante los 1970s. Primero, los principales beneficios fiscales, fueron reducidos significativamente.³²⁶ Segundo, se aplicaron muchos nuevos impuestos especiales que penalizaban el uso del petróleo y el gas.³²⁷ El principal de los impuestos especiales aplicado al petróleo en el marco de la nueva política energética fue el “*Windfall profit tax-WPT*” establecido en 1980. La “*Crude oil windfall Profit Tax Act*” promulgada en 1980, formaba parte del compromiso entre la Administración Carter y el Congreso en relación con la política de liberalización de los precios del petróleo y la estructura del impuesto se basaba en la estructura del programa de control de precios.³²⁸

El WPT imponía un impuesto especial de 15 % a 70 % sobre a diferencia entre el precio de mercado del petróleo y un precio base predeterminado. En realidad no se trataba de un impuesto a las

doméstica de petróleo, asignando controles o liberalizaciones de acuerdo a cada categoría. Ver: *PUBLIC LAW 94-163: Energy Policy and Conservation Act of 1975* Y *PUBLIC LAW 94-163: Energy Conservation Act of 1976*

³²⁵ Ver: (Kraft & Rodekoher, 1979)

³²⁶ Se redujeron los beneficios derivados del “*Expensing Drilling Costs and Dry Hole Costs-IDCs*”, el “*The Percentage Depletion allowance*” y en particular el “*The Percentage Depletion allowance*” fue eliminado para las más grandes compañías integradas de petróleo y reducidas notablemente para los demás productores, así como otros beneficios fiscales aplicados al petróleo y al gas. Ver: *Public Law 95-618: Energy Tax Act of 1978*.

³²⁷ Con la promulgación de la “*Energy tax act of 1978*” se creó un impuesto de ámbito Federal contra el alto consumo de gasolina conocido como “*gas gluzzer excise tax*”, que se aplicaba a la venta de automóviles con bajos ratings de eficiencia de consumo de carburantes. Asimismo, se estableció un impuesto selectivo de carácter medioambiental para el petróleo recibido en una refinería estadounidense. Este impuesto fue designado para cargar a las refinerías de petróleo el costo de liberar cualquier material peligroso para el medioambiente que haya resultado del proceso de refinado del crudo de petróleo, aplicándose una tasa establecida inicialmente a \$0,0079 por barril, que posteriormente fue aumentada a \$0,097 por barril hasta su expiración en 1995. Ver: *Public Law 96-510: Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act of 1980*

³²⁸ Ver: *Public Law 96-223: Crude oil windfall profit tax Act of 1980*

ganancias sino de un impuesto especial. De acuerdo con Lazzari (2006), el principal propósito de este impuesto era recuperar para el gobierno federal todo el ingreso que de otro modo habría ido a la industria del petróleo a causa de la anterior política de liberación de precios. Los partidarios del WPT consideraban que los ingresos del sector petrolero eran una ganancia imprevista e inesperada que no era fruto del trabajo, sino que estaba causada por la abrupta subida de precios del petróleo, determinada por la OPEP y sus políticas de administración de la oferta internacional de crudo. El WPT se aplicaba a la mayoría de productores nacionales de petróleo que representaban alrededor de dos tercios del mercado de EEUU en 1985. El tercio restante, importaciones de petróleo, no estaban afectados por el impuesto (alrededor de 360.000 barriles diarios). El WPT redujo los incentivos a la producción doméstica de crudo y contrariamente a lo pensado, no tuvo los efectos recaudatorios esperados.³²⁹

De 1980 a 1988 el WPT pudo haber reducido la producción nacional de petróleo entre un 1,2 % y un 8,0 %. Al imponer un impuesto especial de tal naturaleza, se incrementaron los costos marginales de producción de la industria doméstica, reduciendo la producción nacional de petróleo y aumentando las importaciones. De acuerdo con el autor, el WPT deprimió la industria petrolera estadounidense, dejando a EEUU más dependiente de las importaciones de petróleo. (Lazzari, 2006b)

Con la nueva política energética durante los años 1970s se introdujeron una serie de incentivos fiscales, en especial créditos, deducciones y exenciones fiscales que fueron aplicados con el fin de promover el ahorro energético, la investigación y el desarrollo de carburantes alternativos, y la comercialización de tecnologías de carburantes alternativos y eficiencia energética.

En un contexto de abruptos incrementos de los precios del crudo, la industria estadounidense de Biocarburantes fue, como otras fuentes alternativas de energía, marcada por la aspiración de alcanzar la independencia energética. Aun cuando algunos autores consideran que en EEUU el desarrollo de las energías renovables y la independencia energética han sido emparejados como objetivos políticos desde el primer día de existencia de la industria del etanol, lo cierto es que el resurgimiento del mercado del etanol de maíz destinado a los mercados de energía, fue producto, del desarrollo de la política medioambiental en el transporte.

Las políticas de control medioambiental por uso de carburantes fósiles, favoreció el resurgimiento del mercado del etanol. La regulación para la reducción sustancial del plomo, usado como aditivo en la gasolina, abrió un nicho de mercado a otros aditivos, como el MTBE y el etanol carburante. Aunque durante este periodo y hasta principios de la década del 2000, el MTBE fue el aditivo más utilizado, éste mercado permitió desarrollar la demanda de etanol, la que se expandiría notablemente tras la prohibición del MTBE por problemas de contaminación medioambiental en una serie de Estados. Con este mercado todavía incipiente, y con unos precios en los mercados de productos agrícolas en expansión, la producción de etanol se incrementó modestamente durante este periodo.

Con un mercado más regulado y a favor de otros aditivos distintos al plomo, la crisis energética daría un primer impulso al desarrollo de energías renovables y a los biocarburantes como el etanol de

³²⁹ Los 80.000 millones de dólares de ingresos netos por el WPT fueron significativamente menos que los 393.000 millones proyectados. Debido a que el WPT podía deducirse contra el impuesto a la renta, los ingresos netos acumulados (38.000 millones) fueron muchos menos de los ingresos netos previstos (175.000 millones). Ver: (Lazzari, 2006b)

maíz. En 1974 se establece la primera de una serie de leyes introducidas con el objetivo de promover la I+D+I en energías renovables como la Energía solar térmica y fotovoltaica, la energía eólica, así como la conversión de celulosa y otras materias y residuos orgánicas en carburantes y otros combustibles.³³⁰

De acuerdo la sección 5551 de la *“Solar Energy Research, Development, and Demonstration Act”* de 1974, el Congreso de los Estados Unidos reconoce que:

- 1) Las necesidades de una sociedad viable dependerán de un amplio suministro de energía,
- 2) Probablemente el desbalance actual entre el suministro doméstico y la demanda de carburantes y energía persistirá por algún tiempo,
- 3) La dependencia en fuentes de energía no-renovable no pueden continuar indefinidamente, particularmente a las tasas actuales de consumo,
- 4) Es de interés nacional expedir un desarrollo de largo plazo de fuentes de energías renovables y no contaminantes, tales como energía solar, y
- 5) Que la urgencia de los críticos cortes de suministro de energía de la nación y de la necesidad de hacer de las energías alternativas y limpias económicamente viables, requiere que la nación establezca un programa intensivo de Investigación, desarrollo y demostración con una Inversión federal que puede llegar a exceder los \$1000 millones.

La ley definía el concepto de energía solar como aquella que ha sido originada recientemente en el sol, y puede incluir la radiación directa o indirecta y las formas intermediarias de energía tales como el viento, las gradientes térmicas, los productos de los procesos fotosintéticos, los desperdicios orgánicos, entre otras fuentes. Entre estas tecnologías “solares” que abarcaban los programas de desarrollo, estaba la conversión de celulosa y otros materiales y desperdicios orgánicos, para producir energías o carburantes.³³¹

Sin embargo, el paquete principal de estas nuevas medidas formó parte de la *“Energy Tax Act-ETA”* de 1978, y la *“Crude Oil Windfall Profit Tax Act”* de 1980.³³² Entre una serie de medidas de para promover las energías alternativas se dio una de las primeras medidas de demanda relacionada con la promoción de biocarburantes en el transporte: el establecimiento de incentivos fiscales para los alcoholes carburantes. La ETA-1978 introducía la exención del impuesto selectivo a los carburantes para las mezclas de gasolina y alcohol conocidas como gasohol. El beneficio fiscal se trataba de un incentivo basado en el volumen producido de \$0,40 por galón de etanol. Finalmente, en 1980 se

³³⁰ Ver: *Public Law: 93-473: “Solar Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1974”*

³³¹ Ver: *Public Law: 93-473: “Solar Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1974”*

³³² Entre otras medidas relacionadas podemos mencionar: Los créditos fiscales del 10 % al 15 % para las inversiones en productos de ahorro energético y para el uso de tecnologías alternativas como la biomasa, solar geotérmica y eólica, el porcentaje de deducción fiscal por agotamiento aplicado a los depósitos de geotérmica del 22%, los créditos fiscales para los combustibles no convencionales entre los que se estimulaba en gas obtenido de biomasa, Las exención de los impuestos federales a los intereses de los bonos de desarrollo industrial, aplicado para beneficiar el desarrollo de los carburantes de alcohol obtenido de biomasa, para las instalaciones de uso energético de los desperdicios sólidos, para las hidroeléctricas y otras instalaciones de producción de energías renovables.

estableció un arancel especial sobre las importaciones de etanol, para proteger la industria nacional de la competencia de los productores extranjeros de etanol.³³³

Este cambio en la política energética marcó un hito en las políticas para la promoción del ahorro y la eficiencia energética, así como de fomento del uso energías renovables y alternativas, siendo aplicadas paralelamente a los incentivos establecidos para la producción doméstica de energías convencionales. Con este fin la intervención del Gobierno Federal en los mercados de energía se expandió notablemente. Además la política energética no solamente recurriría a Instrumentos de carácter fiscal, sino también a los instrumentos de mando y control, así como a las subvenciones y ayudas estatales directas.³³⁴ Aun cuando el sector atravesaría por un periodo de desregulación y liberalización durante el gobierno de Ronald Reagan, todas estas medidas han quedado plasmadas como parte del mayor desarrollo legislativo nunca antes aplicado al sector de la energía en EEUU.

III.1.2.3. Repliegue de la política energética y los biocarburantes durante los años 1980s

Luego de un periodo creciente de políticas públicas en el ámbito energético, la administración Reagan fue bastante menos proclive al intervencionismo y se opuso a usar instrumentos fiscales para promover el desarrollo del petróleo y el gas o para fomentar el ahorro energético. La idea era tener una política neutral y con menos distorsiones derivadas de los incentivos y desincentivos fiscales aplicados en los mercados de energía, tomando como premisa que la asignación y producción de los recursos energéticos en los mercados libres incrementarían la eficiencia en el uso de la energía, incrementando el bienestar social para la economía en su conjunto. Además, la administración Reagan consideraba que la responsabilidad de la comercialización de las tecnologías de ahorro y de energías renovables debía recaer en el sector privado y que los precios altos del petróleo serían un gran estímulo para el desarrollo de recursos alternativos de energía, como expone en 1981:

*“Nuestro plan nacional de política energética no debe ser un conjunto rígido de objetivos de producción y ahorro dictado por el gobierno. Nuestro objetivo primordial es simplemente que nuestros ciudadanos tengan suficiente energía, y depende de ellos decidir cuanta energía quieren, y la forma y la manera de obtenerla. Cuando se permite que el libre mercado funcione como debe, millones de elecciones individuales y juicios producirán el balance apropiado de oferta y demanda de nuestras necesidades energéticas.”*³³⁵

³³³ Ver: *Public Law 96-499: Omnibus Reconciliation Act of 1980*

³³⁴ Entre estas medidas podemos mencionar los estándares CAFE *“Corporate Average Fuel Economy”* para reducir el uso de carburantes en el transporte; un sistema de intervención mediante ayudas provenientes de los presupuestos Federales y Estatales, así como la intervención para facilitar el financiamiento en los mercados de créditos.

³³⁵ En 1981, en un mensaje al Congreso el presidente Reagan Transmitía el Plan Nacional de Política Energética: *“El plan nacional de Política Energética que les envío, de acuerdo con los requerimientos de la sección 801 la Ley de Organización del Departamento de Energía (PL 95-91), representa un rompimiento con el formato y la filosofía de los dos planes nacionales de política energética que lo preceden.”* *“Nuestro plan nacional de política energética no debe ser un conjunto rígido de objetivos de producción y ahorro dictado por el gobierno. Nuestro objetivo primordial es simplemente que nuestros ciudadanos tengan suficiente energía, y depende de ellos decidir cuanta energía quieren, y la forma y la manera de obtenerla. Cuando se permite que el libre mercado funcione como debe, millones de elecciones individuales y juicios producirán el balance apropiado de oferta y demanda de nuestras necesidades energéticas. Ver: (Reagan, 1981)*

Bajo esta perspectiva los altos precios del petróleo generarían por ellos mismos incentivos al ahorro energético y además estimularían la producción de petróleo y gas y otras fuentes energéticas no convencionales. La reducción de la intervención estatal en el mercado tenía como objetivo la eliminación del control de precios del petróleo, así como cualquier regulación federal que afectase las decisiones sobre el libre desenvolvimiento de la producción, distribución y uso de las fuentes energéticas, inclusive las relacionadas con la protección ambiental, como se desprende del mensaje al congreso del presidente Reagan en 1981, sobre la nueva política energética para EEUU:

*“Las acciones de la Administración para eliminar el control de precios del petróleo y para dismantelar el engorroso aparato regulador asociado con los controles; demuestra la intención, establecida en mi mensaje económico de febrero del 18, de minimizar la intervención Federal en el mercado. Las reformas en las políticas de arrendamiento y **la remoción de las innecesarias restricciones ambientales sobre la producción, distribución y uso de la energía**, forman parte del mismo esfuerzo para reducir las cargas burocráticas sobre todos los americanos.”*³³⁶

En 1982, los créditos para los negocios en la mayoría de tipos de energía de tecnologías no renovables introducidas durante el gobierno de Carter en la EAct-1978, fueron dejados expirar sin ser renovados. Lo mismo ocurrió con otros créditos comerciales y los créditos fiscales de energía residencial, que fueron dejados expirar en 1985. Solamente, se extendieron los créditos fiscales para negocios en energía solar, geotérmica, océano-térmica, y para biomasa (principalmente etanol carburante). En 1988, al final del segundo gobierno de Reagan y en un contexto de bajos precios del petróleo, se derogó el WPT. Sin embargo los incentivos fiscales para el petróleo y el gas no fueron eliminados, aunque fueron recortados como parte de la “*Tax Reform Act*” de 1986.³³⁷

Por un lado, los resultados de la liberalización de Reagan favoreció la inversión en fuentes fósiles como petróleo y gas, en desmedro de la inversión en energías renovables. La liberación significativa del sistema de depreciación, junto a la reducción de las tasas impositivas marginales, resultaron en mayores tasas imponibles para muchas de las inversiones, incluyendo las inversiones en energías alternativas, tales como la energía solar y los carburantes sintéticos. La permanencia de las ventajas fiscales con la PDA y el porcentaje de deducción de gasto del IDC, aun con las tasas reducidas, seguían favoreciendo las inversiones en petróleo y gas en comparación a las inversiones en otras fuentes de energía no convencional. Por otro lado, las pérdidas de ingresos asociadas con los impuestos energéticos cayeron durante los 1980s debido a los relativamente bajos precios de la energía (Molly, 2011).

En el caso concreto del etanol se observa que mientras era reconocido como oxigenante de gasolina su uso en el mercado de gasolina se incrementaba, por lo que también la producción empezó a

³³⁶ Seguidamente el presidente Reagan agrega: “*Esto no significa que el Gobierno Federal se retira de toda participación en el sector energético. Esto no es así ni debe serlo. El gobierno mismo es directamente responsable por las tierras que contienen una parte importante de nuestra riqueza en recursos. Dada nuestra vulnerabilidad a las interrupciones de suministro de energía, ciertos preparativos de emergencia, tales como el llenado estratégico de reservas de petróleo, permanecen siendo principalmente responsabilidad del gobierno. Pero nuestro rol básico es proveer un adecuado y estable ambiente económico que permita a nuestros ciudadanos, empresarios y a las unidades de todos los niveles de gobierno, tomar decisiones racionales sobre el uso y la producción de energía, decisiones que reflejan el verdadero valor, en todo sentido, de los recursos de toda la nación*”. Ver: (Reagan, 1981)

³³⁷ Ver: *Public Law 99-514: Tax Reform Act of 1986*

crecer en los 1980s. Asimismo, se dio libre acceso al etanol producido en los Países de la Cuenca del Caribe en 1984, desde donde entrarían las exportaciones brasileñas, lo que generó mucha preocupación al sector agroindustrial del maíz, hasta que se establecieron unos aranceles equivalentes a los incentivos fiscales al etanol.³³⁸ Finalmente, se incrementarían las exenciones fiscales parciales contra el impuesto selectivo a los carburantes que favorecía el uso de etanol, aumentándolas a \$0,60 por galón de gasohol.³³⁹

Con una creciente oferta de productores nacionales de etanol surgieron problemas relacionados con los límites de la capacidad de los vehículos de soportar mezclas de gasolina y etanol que sean mayores al 10 %.³⁴⁰ En respuesta a esta situación, se promovió la comercialización de vehículos con mayor capacidad de consumo de etanol. Desde 1988, los vehículos capaces de operar con carburantes alternativos o con mayores mezclas de etanol como el E85, eran elegibles para recibir créditos que compensaban los requerimientos de eficiencia de los carburantes para los vehículos establecidos en los estándares CAFE (*Federal Corporate Average Fuel Efficiency Standards*). Sin embargo, como el programa no requería el uso efectivo de biocarburantes, los estándares CAFÉ tuvieron el efecto de incrementar el consumo doméstico de petróleo en alrededor de 80.000 barriles diarios.³⁴¹ Posteriormente se adoptarían medidas para reducir este efecto, limitando los créditos que los fabricantes podían utilizar para el cumplimiento del estándar.³⁴²

III.1.2.4. Panorama de la política agrícola y los biocarburantes durante los años 1970s y 1980s

El boom de los precios de las “*commodities*” agrícolas a inicios y finales de la década de los 1970s, sirvió para que el gobierno elimine los stocks federales y permita un breve periodo de incremento de la producción y de bajo nivel de stocks. Cuando los precios volvieron a colapsar desde mitad de los 1980s, regresaron las políticas de acumulación masiva de stocks, los pagos de compensación por bajos precios, los subsidios a las exportaciones, y los programas de control de la producción mediante la inactividad en el uso de tierras cultivables (esto último llevó a dejar inactivo hasta el 20 % del total de tierras cultivables en EEUU). Aun cuando, las décadas siguientes a la segunda guerra mundial fue un periodo de numerosos ajustes a la política agrícola de EEUU, los cambios introducidos por las enmiendas fueron relativamente menores en relación con la estructura básica de los programas de ayuda al sector agrícola, establecidos en las primeras “*Farm Bills*”, que eran leyes bastante proteccionistas y altamente intervencionistas en el sector agrícola.

De acuerdo con (USDA-ERS, 1985), desde 1933 hasta 1985, las políticas de ayudas a los precios habían cambiado muy poco. Las ayudas a los precios fueron diseñadas para enfrentar el permanente problema de la agricultura estadounidense, la habilidad de los agricultores para producir mucho más de lo que podía ser consumido dentro de EEUU o exportado a los mercados internacionales. Estos

³³⁸ Ver: *Public Law 98-67: Caribbean Basin Economic Recovery Act of 1983*

³³⁹ Ver: *Public Law 98-370: Renewable Energy Development Industry Act*

³⁴⁰ Hay un consenso general de que los automóviles convencionales pueden funcionar con normalidad y sin que se produzcan daños al vehículo, usando mezclas máximas de gasolina y etanol al 10 % en volumen. Con mezclas mayores se necesitaran costosas modificaciones para operar con los biocarburantes.

³⁴¹ Ver: (Mackenzie, Bedsworth, & Friedman, 2005)

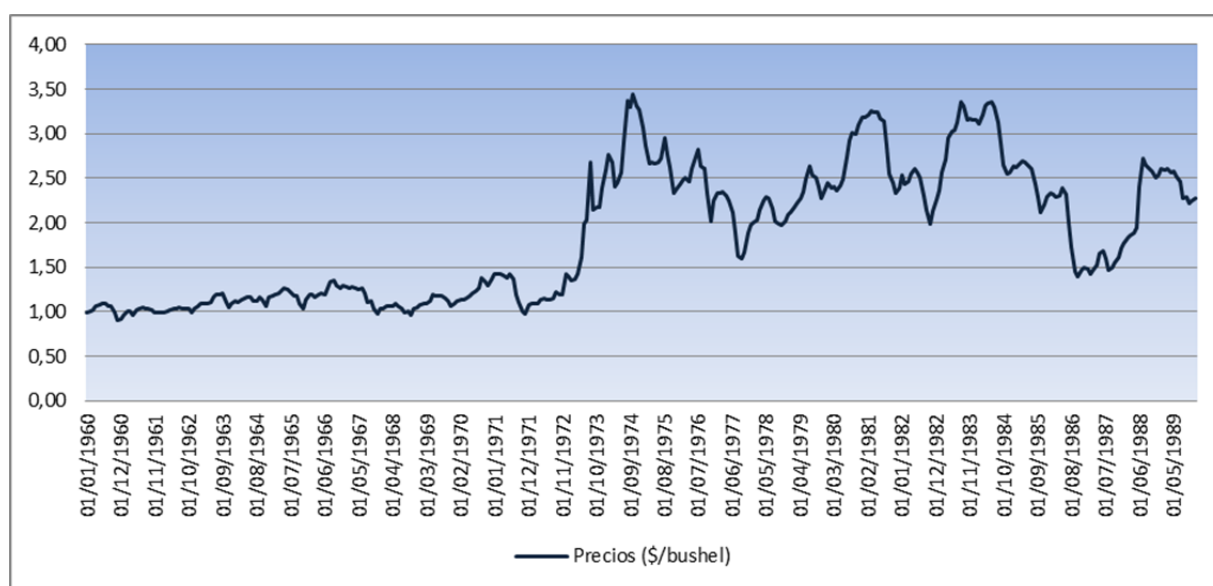
³⁴² En 2009 las reglas para el etanol E85 se hicieron extensivas al B20. Como veremos más adelante, en la actualidad se vienen aplicando otras medidas para que la industria automotriz produzca nuevas flotas que sean capaces de operar con altas mezclas de etanol.

problemas se agravaron por los cambios en la estructura del sector y las mejoras tecnológicas que han incrementado la productividad. Los objetivos de 1933, de proteger los ingresos de los agricultores y de controlar la sobreproducción, permanecieron 50 años después de la promulgación de la primera “Farm Bill”.

Las reformas presupuestarias del Congreso a mitad de los 1970s, también tuvieron un impacto en la legislación agrícola. La Agricultura, dependía cada vez más en las exportaciones, lo que incrementaba la volatilidad, y hacía más impredecibles los precios. Los cambios en el tamaño de las explotaciones agrícolas también tuvieron implicaciones para la política. Salvo algunas excepciones en algunos periodos, la oferta siempre había estado bastante por encima de la demanda, situación que mantenía los precios bajos, y esto hacía que el problema de la sobre producción sea prácticamente permanente. Como en el pasado, los políticos fallaban en el objetivo de mantener un balance permanente entre la oferta y la demanda, así como para mantener las ayudas a los ingresos de los agricultores y a la vez controlar los gastos del gobierno y el equilibrio fiscal (USDA-ERS, 1985).

En el gráfico podemos observar la gran variabilidad y el incremento en el nivel de precios del maíz desde los años 1970s, debido en gran medida a los altos costes y los cambios en los mercados de la energía, así como a la intensidad de la políticas agrícolas de protección del sector, que ahondaban las distorsiones en el mercado. Con fluctuaciones mayores a las observadas antes de la crisis, los precios permanecieron en promedio éntrelos 3 y 2 \$ /bushel hasta finales de los 1980s, cuando se situaron por debajo de los 1,5 \$, para luego volver a esta entre los 3 y 2 \$/ bushel.

Gráfico III – 4: Variación en los precios del maíz tras la crisis energética de los años 1970s.



Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2012)

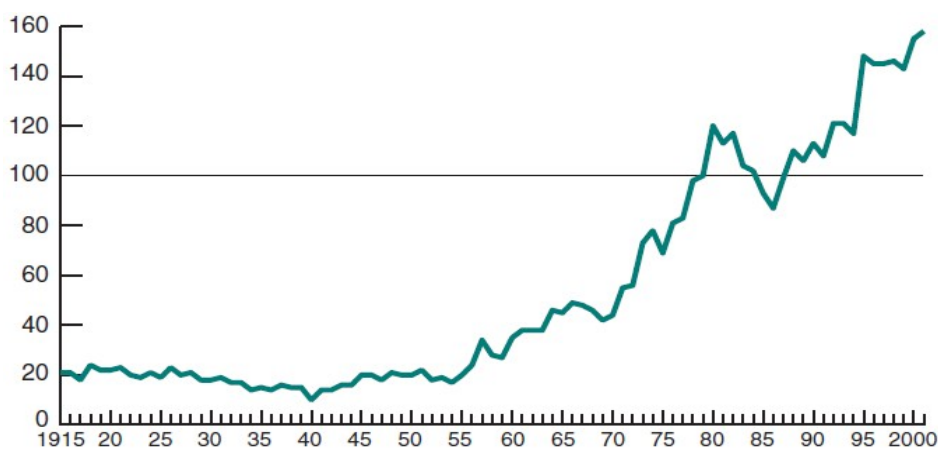
La desafección del sector agroindustrial de EEUU en relación con la baja efectividad de los programas e instrumentos de ayudas al sector durante el colapso de precios de mediados de los 1980s, marcó el comienzo de una nueva política para el sector de la agricultura que quedó plasmada con la “Food security Act” de 1985. La “Farm Bill” de 1981 se había basado en presunciones erróneas sobre el desenvolvimiento de los precios de los productos agrícolas. El legislador consideró que los precios serían altos en adelante y estableció altas y rígidas ayudas a los precios. Al mismo tiempo la

producción europea y los subsidios a las exportaciones se expandieron, convirtiendo a Europa en un serio competidor en los mercados de internacionales “*commodities*”. En los 1980s quedaba demostrado que el control de la oferta de productos agrícolas no fue un instrumento eficaz en la ayuda del sector agrícola.

En el ámbito del comercio internacional, las disputas entre EEUU y Europa por las subvenciones a las exportaciones agrícolas se intensificaron durante los años 1980s, terminando muchas de estas ante los órganos de solución de controversias del GATT, por las presuntas vulneraciones del código de subvenciones (caso de oleaginosas y harina de trigo). Asimismo, las políticas agrícolas eran más costosas y menos sostenibles en la esfera del comercio internacional y su aplicación tenía efectos contraproducentes para el mismo sector agrícola. Las ayudas a la agricultura fomentaban un incremento de la oferta superior a la demanda, generando excedentes de producción crecientes. Asimismo, esta oferta regulada presionaba a la baja los precios internacionales de los productos agrícolas, encareciendo la recolocación de los excedentes y el coste de las mismas políticas, en un escenario de control de las importaciones y subvención de las exportaciones.³⁴³

De acuerdo con (Dimitri , Effland, , & Conklin, 2005), las exportaciones agrícolas crecían moderadamente hasta los años 1960s, pero empezaron a acrecer dramáticamente durante los 1970s, impulsadas por los ajustes de los tipos de cambio sobrevenidos tras la desvinculación del dólar con el patrón oro y por la creciente demanda de semillas oleaginosas y granos de la URSS. Aun cuando los mercados globales no siempre eran volátiles, la caída de la demanda exterior contribuyó a precipitar la crisis financiera del sector agrícola en los años 1980s, como podemos observar en el gráfico III-5:

Gráfico III – 5: Crisis de las exportaciones agrícolas estadounidenses en los 1980s



Fuente: (USDA-ESMIS, 2013)

En la “*Food security Act*” de 1985 el gobierno reconoció que menores ayudas a los precios eran necesarias para reducir la acumulación de stocks, así como la puesta en marcha de la tierras en retirada y la mejora de la competitividad del sector exportador de productos agrícolas. Al mismo tiempo, las demandas para que el gobierno intervenga con programas de ayudas para incrementar los ingresos agrícolas fueron inevitables, así como la necesidad de que la USDA continúe actuando sobre los mercados de productos agrícolas.

³⁴³ Ver: (García Delgado & Gracia Grande, 2005)

La nueva legislación reducía las ayudas a los precios y establecía un marco discrecional para la aplicación de las ayudas a los precios de productos como el maíz, lo que permitía desacelerar la acumulación de stocks gubernamentales. La *“Food security Act”* de 1985, relajó los requisitos de siembra como condición para recibir los pagos del gobierno. Esto dio mayor flexibilidad a los agricultores en relación con lo que ellos podían plantar, mientras seguían recibiendo pagos en el programa base. Los anteriores mecanismos de apoyo a los precios del mercado y de acumulación pública de stocks fueron reemplazados por mayores pagos directos, y para ciertos productos como el trigo y los productos lácteos se aplicaron además subsidios a las exportaciones, para contrarrestar los subsidios aplicados en la Unión Europea y reducir el almacenamiento público de stocks. El resultado fue un enorme desembolso para los programas de ayudas al sector agrícola y una gradual reducción de los controles gubernamentales sobre los mercados de productos agrícolas, que se reflejó en nuevos problemas de sobreproducción y caídas de los precios.³⁴⁴

Aun cuando el nivel de protección del sector continuaba siendo alto en el sector agrícola, el inicio del uso de parte de la producción de granos y especialmente de maíz, para la producción de etanol carburante destinado a los mercados de oxigenantes, significaba por entonces, una pequeña válvula de escape para dar una salida a los excedentes de producción en el sector del maíz.

III.1.3. Política energética, cambio climático y la bioenergía durante los 1990s:

Tras el gobierno de Ronald Reagan la política retomó una senda de mayor intervención en el sector energético. Una serie de medidas fueron promulgadas para promover la producción de energías renovables, los alcoholes carburantes y los carburantes no convencionales. Paralelamente, las provisiones fiscales continuaron generando incentivos para la industria del petróleo y el gas nacional. George Bush promulgaría en el año 1990 la *“Revenue Provisions of the Omnibus Reconciliation Act”*. Entre las principales provisiones de esta nueva ley se encontraban muchos incentivos fiscales para el sector energético tanto para energías convencionales como renovables.³⁴⁵

En el caso de los carburante alternativos, la ley expandió el crédito para los carburantes no-convencionales, e introdujo un crédito fiscal para los pequeños productores de etanol utilizado como carburante establecido en \$0,10 por galón de etanol, adjudicado a los 15 primeros millones de galones.³⁴⁶ Asimismo, con la regulación medioambiental para la oxigenación de los carburantes, establecida en los Programas de Gasolina Reformulada y de Carburantes Oxigenados en 1990, se

³⁴⁴ La Ley también establecía mandatos de conservación de tierras para que los participantes renuncien a la anexión de tierras medioambientalmente sensibles al programa base. Desde 1986 cerca de 35 millones de acres habían sido dejadas sin cultivar bajo este programa.

³⁴⁵ Incentivos fiscales para el ahorro energético. Se incrementaba para esto el impuesto a la gasolina en \$0,05 por galón y se duplicó el impuesto al alto consumo de gasolina-*“gas-guzzler tax”*. En el caso del petróleo y el gas, la ley introdujo un crédito fiscal del 10 % para ampliar la recuperación de los gastos de petróleo. Asimismo, se liberalizaron algunas de las restricciones a las deducciones del *“Percentage Depletion allowance”*, y se redujo el alcance del impuesto mínimo alternativo sobre las inversiones en petróleo y gas. Ver: *PUBLIC LAW 101-508: “Omnibus Budget Reconciliation Act of 1990”*.

³⁴⁶ Incentivos fiscales para el ahorro energético. Se incrementaba para esto el impuesto a la gasolina en \$0,05 por galón y se duplicó el impuesto al alto consumo de gasolina- medida conocida como *“gas-guzzler tax”*. En el caso del petróleo y el gas, la ley introdujo un crédito fiscal del 10 % para ampliar la recuperación de los gastos de petróleo. Asimismo, se liberalizaron algunas de las restricciones a las deducciones del *“Percentage Depletion allowance”*, y se redujo el alcance del impuesto mínimo alternativo sobre las inversiones en petróleo y gas. Ver: *Public Law 101-508: “Omnibus Budget Reconciliation Act of 1990”*.

requeriría un 2 % de componentes oxigenantes en la gasolina, lo que incrementó principalmente la demanda de MTBE y etanol de maíz en el mercado de aditivos.³⁴⁷

Posteriormente, con la “*Energy Policy Act of 1992*” (EPAct-1992) se dio un generoso impulso a las energías renovables, otorgando créditos fiscales para la electricidad generada mediante sistemas eólicos o de biomasa. Asimismo, esta ley incorporaba una deducción fiscal sobre el impuesto a la renta para el costo de adquisición de vehículos que operaban con carburantes limpios, el cual alcanzaba hasta los \$2000/crédito. Además de extender la exención de impuestos a las mezclas carburantes de etanol, se expandió el crédito fiscal para la producción de fuentes no convencionales de energía.

Refiriéndose a la nueva estrategia energética el presidente George Bush declara:

*“Casi la totalidad de nuestra dependencia en el petróleo como carburante de automóviles y camiones, empezará a declinar a causa de las provisiones para la promoción del desarrollo y uso de carburantes alternativos de combustión limpia. La Investigación y desarrollo en una serie de nuevas y emocionantes tecnologías energéticas, incluyendo carbón avanzado limpio, gas natural, energías renovables y el ahorro energético será mucho mayor. A los productores independientes americanos de petróleo y gas, se les permitirá mantener más de su dinero duramente ganado para que puedan reinvertirlo en la producción de combustibles fósiles domésticos. Así produciremos más aquí e importaremos menos del extranjero.”*³⁴⁸

Es notable la referencia a la situación de dependencia de las importaciones de fuentes de energía, así como de una política energética basada en el desarrollo de tecnologías y recursos propios, tanto provenientes de fuentes alternativas como fósiles, teniendo en mayor consideración el aspecto medioambiental en la política energética.³⁴⁹

Posteriormente, durante el mandato de William J. Clinton, la triada de los objetivos en el sector energético, tales como: seguridad energética, desarrollo económico y medioambiente; parecen haber convergido en la promoción de las energías alternativas. En el mensaje al Congreso de 1995 que informa sobre la política energética, el presidente Clinton resalta la importancia que ha tenido el sector energético para la economía estadounidense, así como la relación entre la protección ambiental y la diversificación energética para el desarrollo de recursos propios, como pilares de la competitividad de la economía estadounidense.

“A lo largo de este siglo, la energía ha jugado un rol prominente en el progreso de los Estados Unidos. El aumento de grandes empresas industriales, la emergencia del automóvil, la emergencia de la conciencia medioambiental y el advenimiento de una economía verdaderamente globalizada, están completamente relacionados con la forma en que la sociedad produce y usa la energía. Al

³⁴⁷ Ver: *Public Law 101-549: Clean Air Act Amendments of 1990*

³⁴⁸ Ver: (Bush, 1992)

³⁴⁹ En 1992 el presidente George Bush refiriéndose a las provisiones de la EPAct-1992, declaró: *“Mis acciones de hoy colocarán a América sobre un camino claro hacia un más próspero, energéticamente eficiente, medioambientalmente sensible y económicamente seguro, futuro. Poco después de asumir el cargo, me dirigí al Secretario de Energía, Admiral James Watkins, para preparar una Estrategia Nacional Energética (NES) compresiva y balanceada, reconociendo la importancia vital de la energía para nuestra economía y para nuestra vida diaria, así como la necesidad de cambio en las políticas del gobierno y los programas con el fin de tomar la máxima ventaja de los tremendos recursos que nuestra nación posee”*. Ver: (Bush, 1992)

enfrentar las oportunidades y desafíos del próximo siglo, la energía continuará ejerciendo una poderosa influencia en la prosperidad, seguridad y el medioambiente de nuestra nación.”(...) “Las políticas energéticas que promueven la eficiencia, la producción de energía doméstica, los avances científicos y tecnológicos, así como las exportaciones estadounidenses, ayudan a sostener una fuerte economía nacional. La necesidad de proteger el medioambiente, motiva la búsqueda continua de caminos innovadores, económicos y limpios para la producción y uso de la energía; y aunque las crisis del petróleo han quedado en la memoria, su daño potencial en nuestra economía y la seguridad nacional permanece latente”.³⁵⁰

El presidente pone de relieve el compromiso para la implementación de una nueva estrategia sostenible de la política energética, donde se puedan cubrir las necesidades presentes, expandiendo las oportunidades para el futuro económico de EEUU, y donde a través de la política energética se promueva el desarrollo de las energías limpias que favorezcan la competitividad de la economía estadounidense en el siglo XX.³⁵¹

Concretamente, el problema del cambio climático y la reducción de gases de efecto invernadero adquieren notable importancia en la agenda energético-medioambiental durante el gobierno del presidente Clinton.³⁵² En la carta a los Líderes del Congreso en el año 2000, el presidente declara sobre la importancia de la inversión pública a fin de combatir el cambio climático y generar nuevas oportunidades económicas. Entre estas medidas destacan, los programas de inversión en I+D+I y en la promoción del uso de nuevas tecnologías que favorezcan tanto el control de emisiones de gases de efecto invernadero, como la competitividad de la economía estadounidense:

“Como la naturaleza comprensiva de este reporte indica, mi administración cree que el cambio climático presenta uno de los primeros desafíos que EEUU y el mundo enfrentarán en el nuevo siglo. Informado sobre la base de conocimientos científicos sólidos y en medidas prudentes, creo que es crítico que el gobierno federal adopte el liderazgo para enfrentar este serio desafío y actúe en nombre de nuestros ciudadanos y generaciones futuras. Nuestro plan de acción, como esta detallado en este reporte, se caracteriza por cuantiosas inversiones en investigación científica, en establecer asociaciones público-privadas, y en incrementar esfuerzos para desarrollar y promover nuevas tecnologías y prácticas que no solo reducirán las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que proveerán nuevas y significativas oportunidades económicas y ahorros para los empresarios y consumidores estadounidenses.”³⁵³

El Presidente considera además que el mayor consumidor de energía de la nación es el Gobierno Federal, y reconduce la administración energética del sector público con el propósito de ahorrar recursos económicos y reducir las emisiones que contribuyen a la contaminación del aire y al cambio climático global.³⁵⁴ Para esto se establece un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero

³⁵⁰ Ver: (Clinton, 1995)

³⁵¹ Ver: (Clinton, 1995)

³⁵² Ver: (Clinton, 1998)

³⁵³ Ver: (Clinton, 2000)

³⁵⁴ Con más de 500,000 edificios el presidente considera que el Gobierno Federal puede liderar a la nación en eficiencia energética, diseño de edificios, construcción y operación. Como el mayor consumidor, que destina \$200.000 millones en consumo de productos y servicios, el Gobierno Federal puede promover la eficiencia energética, el ahorro de agua y el uso de productos obtenidos de energías renovables y ayudas a los mercados en la acogida de las nuevas tecnologías. Ver: (Clinton, 2000)

atribuibles a cada agencia del Gobierno Federal, de un 30 % en 2010, en comparación con los niveles de emisiones de 1990.³⁵⁵ Entre estas medidas destaca el uso de biocarburantes en las flotas federales.

El 12 de agosto de 1999 el presidente promulga la Orden Ejecutiva 13134 denominada “*Developing and Promoting Biobased Products and Bioenergy*”, con el fin de impulsar el desarrollo de una estrategia comprensiva de carácter nacional que incluya la Investigación, desarrollo, e incentivos del sector privado para estimular la creación y la adopción de tecnologías necesarias para producir productos energéticos de base biológica, y bioenergía costo-competitiva en los mercados nacionales e internacionales. El objetivo era triplicar el uso de los productos de base biológica y de la bioenergía para 2010.³⁵⁶

De acuerdo con la sección 1 de la Orden Ejecutiva 13134 la tecnología actual para los productos de base biológica y para la bioenergía, tienen el potencial de hacer de los recursos renovables forestales y agrícolas, las más importantes fuentes asequibles de electricidad, carburantes, químicos, productos farmacéuticos y otros materiales de alto valor añadido. El gobierno considera que los avances técnicos en estos campos pueden generar una cantidad cada vez mayor de nuevos negocios y oportunidades de empleo para los agricultores, madereros, ganaderos y otros negociantes de la América rural. Asimismo, esas tecnologías pueden crear nuevos mercados para los productos de desecho, nuevas oportunidades para las tierras en desuso y nuevas oportunidades para los negocios de productos de valor añadido. Estos recursos tienen además el potencial de reducir la dependencia en el petróleo importado, mejorar la calidad del aire, del agua, optimizar el control de las inundaciones, reducir la erosión y ayudar a minimizar la producción neta de gases de efecto invernadero.³⁵⁷

Cabe resaltar que la estrategia de diversificación energética, basada en la promoción de la bioenergía incluía expresamente el uso de cultivos alimentarios para la obtención de biocarburantes. Por ejemplo, en las definiciones de la orden 13134, el término biomasa se refiere a cualquier materia orgánica que está disponible de forma renovable incluyendo los cultivos energéticos y los árboles específicamente cultivados con este fin, residuos de cultivos alimentarios agrícolas y de piensos, plantas acuáticas, madera y residuos forestales, así como otra clase de residuos. De todas estas fuentes de materias primas agro-energéticas, el maíz sería la principal fuente utilizada para la producción de biocarburantes, siendo los Estados productores del llamado “*Corn Belt*”, los mayores

³⁵⁵ Ver: *Executive Order 13123-1999: Greening the Government through efficient energy management*

³⁵⁶ Ver: (Clinton, 1999)

³⁵⁷ Con este fin se instituyó un Consejo Interinstitucional para los productos de base biológica y la bioenergía y una Secretaría de Energía. El Consejo se creó con el fin de preparar anualmente un plan estratégico, resaltando los objetivos generales nacionales en el desarrollo y uso sostenible de los productos de base biológica y de la bioenergía, y cómo dichos objetivos pueden ser alcanzados mediante programas Federales y la planificación integrada, sin poner en riesgo el suministro seguro de alimentos, pienso o fibra. Estos objetivos incluirían la promoción del crecimiento económico nacional, dando especial atención a los intereses económicos del sector rural, la seguridad energética, así como la sostenibilidad y protección ambiental. El Consejo interinstitucional para los productos de base biológica y la bioenergía estaba compuesto por: La Secretaría de Agricultura, de Comercio, de Energía, del Interior, el administrador de la EPA; el director de la oficina de Gerencia y Presupuesto, el Asistente de presidencia para Ciencia y Tecnología, el director de la Fundación Nacional de Ciencias, la Ejecutiva Federal del Medioambiente, y los jefes de otros organismos pertinentes determinados por los Co-presidentes del Consejo. Ver: *Executive Order 13134-1999: “Developing and Promoting Biobased products and Bioenergy”*

beneficiarios de los subsidios a la producción de etanol de maíz, por ser los principales productores de ésta materia prima del país.

Como podemos observar, luego de la etapa de liberalización relativa durante el gobierno del presidente Reagan, la política energética retomó la intensidad que caracterizó a los años 1970s. Estuvo principalmente enfocada en la promoción del ahorro energético y de los carburantes alternativos, con el objetivo de reducir la dependencia energética en el petróleo importado. Pero, a diferencia de la etapa de intervención de los años 1970s, la política energética fue influenciada no solo por la búsqueda de seguridad energética sino también por los problemas medioambientales relacionados con las emisiones de CO₂ a causa del consumo de combustibles fósiles, y su influencia en el cambio climático.

Sin embargo, aun cuando hubo propuestas legislativas para afrontar directamente las emisiones de Co2 y otros gases GEI, como el impuesto al carbono o el "*British Thermal Unit Tax*" sobre los combustibles fósiles, las que no solo compartían el favor de los medioambientalistas, sino también de aquellos políticos preocupados en buscar ingresos para cubrir el déficit presupuestario, dichas propuestas de impuestos al carbono nunca llegaron a ser promulgadas. Por el contrario, aun cuando el gran foco de atención fue el ahorro energético y los carburantes alternativos, no dejó de haber alguna medida que durante este periodo no incluyera algún beneficio fiscal para la industria del petróleo o el gas (Lazzari, 2008). Esto además, puede ser un buen ejemplo del alto coste político del uso de instrumentos de protección ambiental basados en impuestos *pigouvianos* y de la mayor aceptación de las soluciones descentralizadas basadas en mercado de emisiones.

A pesar de los intentos del Gobierno Federal de redistribuir los costes de la dependencia en el petróleo, y el reconocimiento de la importancia de la diversificación energética, el medioambiente y energías alternativas y renovables, durante los años 1990s los bajos precios del crudo de petróleo tuvieron mucho peso en la toma de decisiones del gobierno relativas al mercado energético de carburantes. El precio del crudo nacional de petróleo apenas llegó a \$10 por barril en el invierno de 1998-1999 (uno de los precios más bajos de la historia una vez corregida la inflación). De 1986 a 1999, el precio promedio por barril fue de \$17. Este nivel, bajo de precios no solo afectó a los productores de petróleo y benefició a los refinadores de crudo, sino que fortaleció el consumo de derivados del petróleo, afectando negativamente la inversión en tecnologías de ahorro y eficiencia energética, y desincentivó una mayor política de fomento de producción y uso de carburantes alternativos y renovables (Lazzari, 2008).

III.1.3.1. Panorama de la política agrícola y los biocarburantes durante los años 1990s

Durante los 1990s se produjo una segunda ola de globalización de los mercados agrícolas, donde la agricultura estadounidense se integraba cada vez más en un mercado internacional donde las importaciones y las exportaciones se expandían rápidamente. La competencia en los mercados internacionales también se incrementó. Los países competidores reformaron sus políticas y adaptaron su agricultura a los avances tecnológicos, disponibles en EEUU y otros países desarrollados, incrementando la presión sobre los productores estadounidenses, tanto en el mercado federal como en el mercado internacional (USDA-ERS, 2004).

Durante los años 1980s, y los 1990s, hubo un amplio consenso en que las políticas aplicadas al sector agrícola durante décadas no habían funcionado o eran anacrónicas. Desde la "*Food Security Act*" de

1985 hasta la *Federal "Agricultural Improvement and Reform Act"* de 1996, una serie de reformas fueron promulgadas. El gobierno redujo el nivel de los suelos de precios y posteriormente los eliminó. La política de acumulación de stocks también fue gradualmente removida, así como la retirada de tierras obligatoria. Se incrementó la flexibilidad en los cultivos y los pagos compensatorios fueron reemplazados con pagos contractuales, medidas que supuestamente estaban desacopladas de los precios del mercado (Sumner, 2000).

Aunque la *"Food, Agriculture, Conservation and trade Act"* y la *"Omnibus Reconciliation Act"* de 1990, continuaron la senda marcada por la políticas aplicada desde 1985, tras el declive de los precios del maíz, las preocupaciones presupuestarias y las cuestiones políticas condujeron a una reducción de las ayudas a los precios y a una mayor flexibilidad en los niveles de producción agrícola.

Desde 1990 los préstamos previstos en la legislación de 1985 conocidos como *"Marketing loans"*, se aplicaron también al maíz y otros granos, así como a las oleaginosas. Mediante estos préstamos, los productores podían pagar los préstamos a menores precios de mercado en lugar de entregar la cosecha al gobierno como pago por los préstamos. Los pagos reemplazarían los mecanismos de la acumulación de stocks públicos. Las ayudas a los pagos serían aplicadas sobre los precios efectivos de los productores, pero no sobre los precios de los compradores, por lo que la USDA no adquiriría más stocks.

La *"Omnibus Reconciliation Act"* requería usar los préstamos del tipo *"marketing loans"* para las cosechas de granos de 1993 y 1995, en tanto no se haya llegado a un acuerdo comercial tras la Ronda de Uruguay para junio de 1992. Cuando estas medidas fueron implementadas en 1993, los *"marketing loans"* para estos cultivos (dentro de los que se encontraba el maíz), no generaron un gran gasto para el presupuestario del gobierno federal, porque los precios de los cultivos estaban bastante arriba de las tasas de los préstamos. Sin embargo, este mecanismo sentaría las bases para el incremento de los gastos en el sector agrícola en los años por venir.³⁵⁸

La flexibilidad para plantar fue introducida en los pagos por los cultivos en dos nuevos programas. Primero la ley especificaba una cuota del programa base del cultivo sobre la cual ningún pago podría ser realizado, pero en compensación los productores podían plantar una variedad de cultivos o dejar la tierra en desuso. En segundo lugar, los productores tenían la opción de recibir pagos adelantados en compensación por la flexibilidad de usar la tierra para otros cultivos distintos a los previstos en el programa de cultivos.

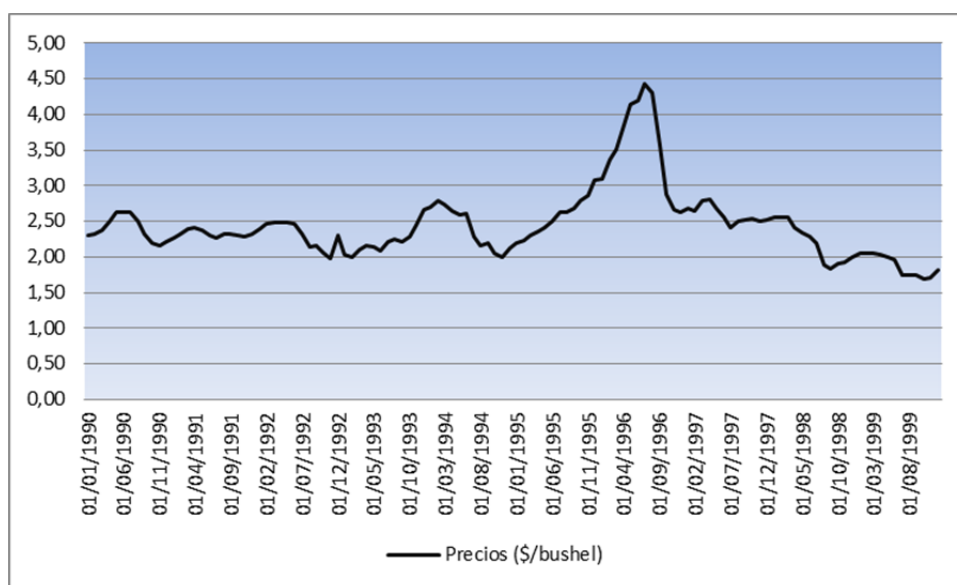
Mientras que los programas establecidos en 1990 casi expiraban, muchos agricultores estaban disconformes con los programas establecidos y consideraban que era necesaria una mayor flexibilidad para la elección de los cultivos y las siembras, y que esta debería estar determinada por las fuerzas del mercado y no por el gobierno, por lo que no debería penalizarse con la pérdida de los pagos en el programa. Asimismo, los problemas presupuestarios se hacían más evidentes y se reflejaban en los debates del Congreso para el corte de los pagos al sector agrícola y para hacer que los gastos federales sean más estables. En este contexto, y basándose en proyecciones hechas a principios de 1995, se establecieron unos límites en el presupuesto para el sector agrícola, de acuerdo con unos parámetros discutidos políticamente en el seno del congreso. Pero luego de que se presentaron las proyecciones oficiales, los precios de los cultivos cubiertos por los programas se

³⁵⁸ Ver: (Sumner, 2000)

incrementaron notablemente, por lo que se pensó que el nivel alto de precios se mantendría por muchos años.³⁵⁹

De acuerdo con Semineiro (2008), La “*Federal Agriculture Improvement and Reform Act*” de 1996, fue una tentativa de destetar a los agricultores de las políticas de ayuda al sostenimiento de los precios y de los pagos a los productos agrícolas, pero la caída de precios reanudó la política de subvenciones y ayudas al sector. El giro político se basaba en una reforma de los principales programas de apoyo a los productos agrícolas, mediante el cual los agricultores en lugar de recibir subsidios recibirían pagos como “mercado en transición”, teniendo como fecha límite para los pagos el 2002. El optimismo de la reforma se asentaba en un contexto de relativo incremento de los precios de los productos agrícolas entre 1996 y 1997. Sin embargo, en 1998 los precios empezaron a desplomarse hasta en un 40 %. El problema fue atribuido al exceso de optimismo en la previsión de las exportaciones, a la respuesta de la oferta ante la caída de precios y a la falta de competitividad de la Agricultura estadounidense en un contexto más liberalizado el mercado. A mitad de los 1990s, los movimientos hacia la descentralización fueron rápidamente sustituidos por una vuelta al centralismo de la dependencia en el Gobierno federal.

Gráfico III – 6: Precios del maíz durante los 1990s



Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2012)

Como podemos observar en el gráfico, los precios del maíz se mantuvieron entre los 3 \$ y 2 \$ por bushel desde finales de los 1980s hasta el inicio de la mitad de la década de los 1990s, donde se aprecia un notable pico de precios que puso los precios por encima de los 4 \$/ bushel, luego del cual se aprecia una tendencia a la baja que mantendría los precios por debajo de los 2 \$/bushel hasta entrada la década del 2000.

³⁵⁹ Las predicciones sobre los altos precios de los productos y la implicación de que los programas tradicionales proporcionarían menores beneficios en los años siguientes, fue un argumento que llevó a los grupos de interés del sector agrícola a promover la conversión de los pagos por compensación vinculados a los precios de los productos agrícolas, en pagos fijos, vinculados a los programas históricos de producción, más no a los precios de mercado. Ver: (Sumner, 2000)

La *FAIR-Act* de 1996, continuó con el programa de préstamos tipo “*marketing loans*” el cual proveía de pagos o beneficios en los préstamos en cualquier momento en que un programa de precio de los cultivos cayera por debajo de las tasas de préstamos. Pero esas tasas fueron establecidas lo suficientemente bajas, como para que este programa no significara un gran gasto para el presupuesto federal. Con todo, la *FAIR-Act* de 1996, no estableció un calendario para la cancelación de los programas de subsidios agrícolas. En lugar de esto, estableció una extensión de la política aplicada en la década anterior. Sin embargo, si consolidó y reforzó los cambios en los programas, al relajar los requerimientos para las plantaciones de los cultivos previstos en los programas, al eliminar las ayudas a los precios y a los programas de almacenamiento público de stocks de los programas de los cultivos, así como al iniciar la eliminación anual de los programas de retirada de tierras.³⁶⁰

Desde 1999 hasta 2001 los “*Contract payments*” se doblaron para compensar los bajos precios. Como consecuencia de los bajos precios, el monto total de los subsidios para los productos cubiertos por los programas de ayudas al sector agrícola, pasaron de \$4600 millones en el año fiscal de 1996 a \$19200 millones en 1999 y a \$32200 millones en el año 2000.³⁶¹

El intento de limitar los subsidios al sector se vio frustrado por una serie de razones que hacían inviable políticamente reducir el gasto en el sector. Primero los precios de los productos agrícolas fueron realmente bajos entre 1998 y 2001, y muchos agricultores pudieron haber enfrentado pérdidas significativas si no hubiera sido por el apoyo adicional del gobierno federal. Segundo, el déficit presupuestario que había sido el argumento económico de mayor peso entre los años 1980s y los años 1990s, fue un problema menor desde 1998 hasta 2001. Finalmente, el debilitamiento de la administración al final de la década de los 1990s, favoreció la consolidación de los intereses agrícolas, ante la necesidad del apoyo político de los Estados involucrados, con el fin de ganar votos en el Senado. Los cambios en la política agrícola en los años 1990s no resolverían los problemas del sector, sino por el contrario, continuarían agravando el problema de sobreproducción de cultivos como el maíz, donde EEUU había presentado los mayores problemas de excedentes de producción.³⁶²

Desde el punto de vista del comercio internacional, las negociaciones multilaterales para iniciar un gradual proceso de liberación del comercio internacional de productos agrícolas, (excluido del GATT), también fue un factor alarmante dentro del sector agrícola estadounidense, tradicionalmente acostumbrado a la protección de la competencia extranjera y a las ayudas del gobierno federal. Entre los sectores más protegidos se encontraba el maíz y las oleaginosas, por lo que en estos

³⁶⁰ La “*FAIR-Act*” de 1996, reemplazó los pagos compensatorios vinculados a los precios con unos pagos mediante los cuales los agricultores podían beneficiarse de la ayudas aun cuando los precios de los productos agrícolas fueran altos (*Contract payments*). Este programa permitía recibir pagos por adelantado de hasta 7 años, con el fin de asegurar a los agricultores los pagos, aun ante un escenario de precios altos de los productos, como ocurrió en 1996 y 1997, así como para asegurar al gobierno que los gastos derivados de los programas agrícolas no se hincharían demasiado en el caso de que los precios fueran bajos. Sin embargo, cuando los precios de los productos agrícolas cayeron en 1998, se establecieron medidas ad-hoc que establecieron los pagos hasta un 50 %. Así, dadas las restricciones presupuestarias y la insostenibilidad política de los las ayudas federales, los “*Contract payments*” funcionaban al 100 % cuando los precios de los productos agrícolas era altos y al 50 % cuando los precios eran bajos. Ver: (Darril, De la Torre Ugarte, & Tiller, 2003)

³⁶¹ Ver: (Gardner, 2002)

³⁶² Ver: (Darryl, 2003)

sectores el riesgo de la liberalización del comercio era aún mayor que para otros sectores menos dependientes de las ayudas otorgadas con la política agrícola.

En este contexto, con la “*Public law 103-465*” de 1994, se promulga la “*Uruguay Round Agreement-URA-Act*”, donde se aprueban e implementan los acuerdos comerciales derivados de la Ronda de Negociaciones Multilaterales de Uruguay, conducida bajo los auspicios del GATT. De esta manera, se integran formalmente en el sistema jurídico estadounidense las provisiones del acuerdo para la reducción de las tarifas y los subsidios gubernamentales a los productos agrícolas, tanto en los países desarrollados como en los países en vías de desarrollo, así como la prohibición del “*Dumping*” de los productos fuertemente subsidiados por los gobiernos.

De acuerdo con (Gardner, 2000), el Acuerdo para la Agricultura derivado de la negociaciones de la Ronda de Uruguay, representó por primera vez una ruptura en materia de liberalización del comercio agrícola a nivel internacional, después de una serie de intentos iniciados desde los años 1960s. El AoA, complementaba y fortalecía las reglas del GATT en materia de comercio agrícola, requiriendo a los miembros de la OMC, la reducción de los subsidios a las exportaciones, ampliar el acceso a sus mercados, recudir las medidas nacionales de ayudas al sector que más distorsionen el comercio internacional, así como la adherencia a los principios de no proteccionismo en la regulación de las importaciones por razones sanitarias. Asimismo, se establecería un mecanismo de establecimiento y solución de disputas con autoridad para resolver en materia comercio internacional agrícola.

Como hemos mencionado líneas arriba, las enmiendas a la “*Clean Air Act*” durante 1990 fue otra oportunidad para que la industria del maíz-etanol pueda beneficiarse de un marco legislativo favorable que expandía los programas de aditivos para la oxigenación de la gasolina, para la que el etanol recibiría ayudas federales. Aun así, el uso de maíz para la producción de etanol mostraría todavía una expansión moderada durante este periodo, en gran parte por la competencia del MTBE, que copaba la mayor parte del mercado de aditivos oxigenantes de la gasolina.³⁶³ Con los bajos precios del petróleo y los altos costes del etanol de maíz, el incremento del apoyo del sector público no llegaría hasta el nuevo repunte del petróleo a finales de esta década, desde cuando se observa un incremento sustancial en la inversión en la industria de biocarburantes.

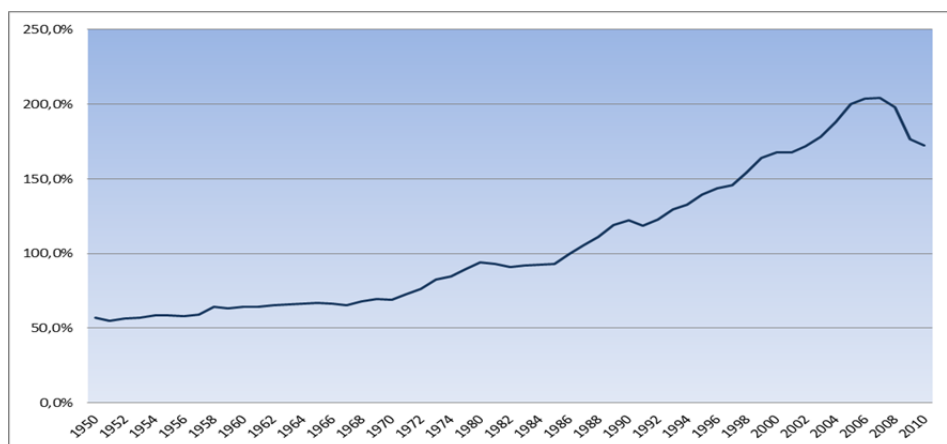
III.1.4. Convergencia entre los mercados de energéticos y agrícolas: El incremento de la promoción de renovables y biocarburantes desde el año 2000

Durante la década del 2000, las políticas para la promoción de energías renovables y de los biocarburantes, se afianzaron en el discurso político como los instrumentos con mayor proyección económica para alcanzar objetivos nacionales como la reducción de la dependencia energética en las importaciones de crudo y el desarrollo de recursos energéticos propios, y en menor medida para enfrentar los desafíos ambientales relacionados con el cambio climático. El aumento de los precios del petróleo elevó a \$30 por barril al inicio del 2000, elevando los precios de la gasolina, el diésel y el

³⁶³ La prohibición en 25 Estados del mayor competidor del etanol, el MTBE, por problemas de contaminación, iniciada a fines de esta década, consolidaría su expansión y dominio en el mercado de oxigenantes hasta que la *EPACT-2005* se encargó de reemplazar este requerimiento de mezclas con etanol por el estándar renovable conocido como el RFS-1, excluyendo del programas los carburantes no renovables.

aceite de calefacción, reavivando la política de reducción de la dependencia en las importaciones energéticas.

Gráfico III – 7: Proporción del consumo en el transporte como parte de la producción nacional de crudo en EEUU



Fuente: Elaboración propia a partir de (US DOE-EIA, 2012)

Para entonces el consumo de petróleo en sector del transporte representaba alrededor del 170 % de la producción total estadounidense, datos que denotan la alarmante situación ante un cambio abrupto de tendencia en los precios de la energía fósil. Para afrontar el incremento de los precios del petróleo, se establecieron una serie de propuestas legislativas enfocadas nuevamente en los créditos fiscales a la producción, así como en otros incentivos a la oferta de derivados del petróleo. El objetivo era incrementar la producción para reducir los precios y aliviar el impacto en los consumidores finales.³⁶⁴ En el gráfico III-3 podemos observar el progresivo aumento del consumo de petróleo en el transporte como parte de la producción total en EEUU.

En el ámbito de la agricultura vinculada a los productos agro-energéticos, la situación tampoco era favorable. Desde finales de la década de los 1990s se observa un declive de los precios de las “commodities”, una mayor competencia en los mercados internacionales, así como el afianzamiento de los cambios en materia de regulación de las ayudas estatales derivadas de los acuerdos multilaterales en materia de comercio internacional agrícola en la OMC. Cada vez, más las justificaciones tradicionales al sector agrícola eran menos aceptadas, por los Estados miembros de la OMC, llegando inclusive a demandar algunos programas de ayudas federales ante el panel de disputas, que terminaría imponiendo medidas con efectos jurídicamente vinculantes, haciendo retroceder algunos programas de ayudas agrícolas del gobierno federal. En este contexto se iniciaría un proceso de reforma de los programas de ayudas al sector de la agricultura (incluido el maíz y las oleaginosas), que contribuiría con el uso energético del maíz y las oleaginosas para la obtención de etanol y biodiesel para el mercado del transporte.

III.1.4.1. El “Santo Grial” de la independencia energética y rol del Etanol carburante

En 2001, el Grupo de Desarrollo de una Política Energética Nacional del Presidente George W. Bush presentó una propuesta de largo plazo para reducir el impacto de la volatilidad de precios y la incertidumbre del suministro. La estrategia recomendaba que en el corto y mediano plazo una

³⁶⁴ Ver: (Molly, 2011)

variedad de fuentes de energía primaria (incluyendo la producción doméstica de petróleo, gas, carbón, energía hidroeléctrica, nuclear y biomasa) sea desarrollada para diversificar el suministro y reducir por tanto los costes de las importaciones de petróleo. En el largo plazo la estrategia de suministro energético se basaba en la posibilidad del uso de tecnologías alternativas como el hidrógeno y la fusión nuclear. El desarrollo del hidrógeno generaba expectativas también para algunas renovables como el etanol, dado que este una excelente fuente de energía para extraer el hidrógeno.³⁶⁵ El etanol se convertía en un arma contra la dependencia energética, mientras seguía siendo un instrumento de carácter medioambiental para la lucha contra el cambio climático.

El primer vicepresidente AL Gore y otros medioambientalistas habían apoyado al etanol desde la política ambiental considerando que era un “arma verde” en la lucha contra el calentamiento global. Sin embargo, para el presidente Bush como para los agricultores de maíz de EEUU, el aura del etanol como liberador de la dependencia energética en las importaciones era más fuerte que su fama como instrumento de lucha contra el cambio climático. Los observadores de la industria han notado que la industria del etanol se ha convertido en el teatro del proteccionismo. Irónicamente, los aranceles para la mayoría de importaciones de etanol contrastaban con la liberación de aranceles del petróleo importado (Half, 2008).

Mientras una comprensiva legislación para el ámbito energético era debatida en los congresos nº 107 y nº 108 de 2001 y 2003 respectivamente, algunas medidas puntuales de política energética fueron incorporadas en otras normas. Por ejemplo, en 2004 mediante la ley “*Working Families Tax Relief Act*”, se extendieron cuatro subsidios fiscales de forma retroactiva: El crédito fiscal para la energía producida usando energías renovables; la suspensión de la limitación del 100 % del ingreso neto para el beneficio de la PDA aplicado al petróleo y al gas; el crédito fiscal para los vehículos eléctricos y la deducción para los vehículos de uso carburantes alternativos.³⁶⁶ En el mismo año, la “*American Jobs Creation Act*”, incorpora nuevos créditos fiscales para los alcoholes carburantes y para el biodiesel, incrementa el número de tecnologías elegibles de producción de energías renovable para ser beneficiadas de créditos fiscales a la producción y elimina los niveles restrictivos de mezclas para cumplir con los requerimientos de oxigenación de la gasolina, establecidos por la “*Clean Air Act*” en 5,7 %; 7,7 % y 10 %. Esto último permitió mayor flexibilidad de mezcla a las compañías petroleras para alcanzar sus necesidades de octanaje y volumen.³⁶⁷

De acuerdo Half (2008) el aumento creciente de los precios del petróleo y las preocupaciones por la estabilidad del suministro integraron la política energética y la política agrícola en una agenda común de proteccionismo comercial. “*El presidente George W. Bush desenterró el hacha de guerra del etanol en su lucha contra la dependencia energética, haciendo de la producción doméstica de biocarburantes y de la reducción de importaciones de petróleo los dos pilares de la política energética de EEUU*”. En 2005, el presidente George W. Bush declaró que la nueva legislación estaba destinada a hacer de EEUU un país más seguro y menos dependiente de la energía, en gran parte, al aumentar notablemente el consumo de etanol mediante un nuevo mandato de uso de los biocarburantes.

³⁶⁵ Ver: (NEDG, 2001)

³⁶⁶ Ver: *Public Law 108-311: Working Families Tax Relief Act of 2004*

³⁶⁷ Ver: *Public Law 108-357: American Jobs Creation Act of 2004*

Como veremos más adelante, la “*Energy Policy Act EPACT-2005*”, reflejaría el enfoque del presidente Bush de tener una política energética omnicomprensiva para incrementar y diversificar la producción nacional de energía. De acuerdo con Molly (2010), la “*EPACT-2005*” fue la culminación de los esfuerzos para el desarrollo de un nuevo “*corpus juris*” específico para impulsar la política energética iniciada en el año 2001. Los altos precios de la energía y la creciente dependencia en las importaciones de petróleo, moldearon una ley que buscaba equilibrar objetivos potencialmente confrontados como la seguridad energética, la protección del medioambiente y el crecimiento económico. El ámbito de la norma alcanzaba un amplio espectro de provisiones relacionadas con la infraestructura energética, los carburantes fósiles domésticos, la eficiencia energética, los biocarburantes y los vehículos limpios.³⁶⁸

En 2006, abundando en su promesa de romper la adicción estadounidense al petróleo, George W. Bush hizo del etanol la pieza central de su plan de reemplazar más del 75 % de las importaciones de petróleo del Medio-Oriente para 2025; afirmando que el etanol podría mejorar dramáticamente el medioambiente, alejar a EEUU de una economía basada en el consumo de petróleo y hacer de la dependencia en el petróleo del Oriente Medio una cosa del pasado. El 2007 el presidente estableció un objetivo de reducción de la demanda de gasolina de 20 % en 10 años, en gran parte mediante el uso de etanol, mediante el incremento del estándar RFS-1, de 7,5 billones de galones para el 2012, a 35 billones de galones para 2017. El presidente Bush consideraba que cuando esto se halla hecho EEUU habrá reducido un equivalente a las tres cuartas partes de las importaciones de oriente medio.³⁶⁹

El apoyo a la visión de una política energética independiente basada en el desarrollo de la producción doméstica y la diversificación, no solo tuvo solo un apoyo del Partido Republicano sino también del Partido Demócrata. Desde los tiempos del presidente Clinton parece haber una notable concordancia de objetivos y de instrumentos para impulsar el cambio de visión desde una política energética menos estructurada y fragmentada, hacia una más compresiva y articulada, enfocada principalmente en la reducción de la dependencia en las importaciones energéticas. El aumento del consumo de biocarburantes y otras energías renovables, formaban parte central de las políticas aplicadas con el fin de reducir la dependencia en el petróleo importado, así como para enfrentar los problemas ambientales relacionados con el cambio climático.³⁷⁰

³⁶⁸ La *EPAct-2005* fue responsable por un incremento sustancial en los subsidios fiscales a la energía, tanto en el número de provisiones como en la cantidad de pérdidas de ingresos federales. Al final de 1990 hubo 11 programas de gasto fiscal energético, recogidos en el presupuesto, mientras que en el presupuesto del 2007 los programas se incrementaron a 38, y entre las principales se encontraba la promoción de los biocarburantes. Ver: (USDOE-EIA, 2008)

³⁶⁹ Ver: (Bush G. , 2007)

³⁷⁰ De acuerdo con Halft (2008), para los republicanos como para los demócratas, en la promoción de la producción de biocarburantes nacionales se cernían gran parte de los instrumentos necesarios para alcanzar el santo grial de la independencia energética. Por ejemplo, en 2007 el Senado estadounidense (controlado por el partido demócrata), en el proceso legislativo de la “*Energy Independence Security Act*”, incluyó un incremento de los objetivos de uso de biocarburantes similares a los propuestos por la Casa Blanca, de al menos 36.000 millones de galones para 2022, objetivo que finalmente dio lugar al nuevo RFS-2 y que estuvo fundamentado como medio para garantizar la independencia energética.

III.1.4.2. Limitaciones a la discrecionalidad de la política agrícola estadounidense y su relación con la expansión de los biocarburantes en la actualidad

Cada vez se cuestiona más, la racionalidad del nivel y del tipo de ayudas al sector de la agricultura por parte del gobierno federal, ya no solamente desde el punto de vista de la eficiencia de los instrumentos utilizados, sino además desde el punto de vista de la equidad de los resultados de la intervención en los mercados agrícolas, tanto a nivel nacional con a nivel internacional. Asimismo, las restricciones derivadas de la regulación internacional del comercio agrícola, ha constreñido la forma en que se venían ejecutando los subsidios a la agricultura y junto con la expansión de competidores en el mercado internacional de “*commodities*” y productos agrícolas de valor agregado, han afectado la capacidad de disponer discrecionalmente de instrumentos tradicionales de apoyo al sector agrícola. En el caso de los biocarburantes esto ha dado lugar a una reinención de la forma tradicional de subsidiar el sector, expandiendo la demanda de cultivos de los mercados alimentarios hacia los mercados energéticos.

III.4.2.1. Racionalidad de las ayudas vinculadas a los cultivos energéticos

Las ayudas federales se aplican a una docena de productos que representan un tercio de las ventas brutas del sector. Cinco cultivos acaparan el 90 % de las ayudas y el 66 % de estas se destinan al 10 % del total de los receptores de las ayudas. Entre los principales productos elegibles para recibir la ayuda están los cereales, como el maíz y las semillas oleaginosas como la soja o el girasol (principales materias primas para la producción de biocarburantes). Los productores elegibles para las ayudas, son aquellos que siendo operadores-propietarios, arrendadores arrendatario o aparceros, comparten el riesgo en la producción de un cultivo y tiene derecho a una parte de la cosecha producida, estando activamente vinculados a las actividades agrícolas.³⁷¹

Los objetivos del gobierno federal para establecer los programas federales de ayudas a la agricultura se centran formalmente en estabilizar y ayudar a mantener el nivel de ingresos de los agricultores, al administrar riesgos importantes para el gobierno federal como, la inestabilidad de los precios del mercado en el corto plazo y los ajustes de capacidad en el largo plazo. El objetivo es mantener saludable el sector de la agricultura nacional para que pueda utilizar sus ventajas comparativas y ser más competitivo a nivel global en la producción de alimentos y fibras (Monke, 2008).

Los que promueven la necesidad de la política agrícola para las ayudas a los precios de los productos y al ingreso de los agricultores, sostienen que los mercados no permiten un equilibrio eficiente entre la oferta y la demanda de cultivos. Los desequilibrios se desarrollan porque los consumidores no responden a los cambios en los precios al comprar proporcionalmente menores o mayores cantidades, dado que la elasticidad precio de la demanda de alimentos es baja. De forma similar los productores no responden a los cambios en los precios reduciendo o incrementando proporcionalmente su producción, dado que la oferta de productos agrícolas es inelástica. Estos desequilibrios pueden contribuir con la volatilidad de los ingresos de los agricultores, lo cual puede dar lugar a un inadecuado o exagerado ajuste de recursos, mucho más, ante riesgos de carácter económico o climático que afecten la producción. Los que están en contra de las ayudas a la agricultura, sostienen que, los subsidios a la agricultura aplicados en EEUU distorsionan seriamente la producción. Además de capitalizar los beneficios a los propietarios de los recursos, fomentan la

³⁷¹ Ver: *Public Law 110-246: “Food, Conservation, and Energy Act of 2008”*

concentración de la producción y afectan la pequeña agricultura nacional y extranjera, incrementando la pobreza en el rural, al hacer declinar los precios de los productos en los mercados internacionales (Monke, 2008).

Al analizar la racionalidad de la intervención del gobierno federal en el sector de la agricultura, especialmente para de los programas de ciertos cultivos, algunos usados en la actualidad como materias primas para la obtención de biocarburantes, se siguen observado una serie argumentos basados en los problemas que enfrenta el mercado de productos agrícolas y que han servido para justificar el desarrollo de programas de apoyo a ciertos cultivos durante al menos el siglo XX y los que va de este siglo. Entre las razones más persuasivas recogidas por la literatura podemos mencionar:

Precios crónicamente bajos de los productos agrícolas

Crónica y alta Variabilidad de los precios agrícolas

Pobreza rural y pobreza en el sector agrícola.

Crónica y alta variabilidad en los ingresos de los agricultores.

Tasas de retorno de inversión crónicamente bajas en el sector agrícola.

Sin subsidios el valor de los activos rurales caerían o serían demasiado bajos.

Lentitud crónica del desarrollo rural y disminución de la población rural.

Baja calidad medioambiental del paisaje rural y repercusiones medioambientales fuera de las zonas rurales.

Desequilibrio crónico del poder que favorece a los compradores de productos agrícolas sobre los productores.

Sin subsidios agrícolas, los precios de los alimentos para los estadounidenses serían demasiado altos.

Sin subsidios agrícolas, el suministro de alimentos para los estadounidenses podría ser inseguro.

Las regulaciones del gobierno reducen los retornos de los agricultores y los subsidios corrigen estas pérdidas.

Los subsidios que se aplican en EEUU son necesarios para contrarrestar los subsidios agrícolas aplicados por sus competidores internacionales.³⁷²

Aunque algunos de estos problemas hayan tenido bastante verosimilitud en un periodo y contexto específico de la situación agrícola estadounidense, no hay un consenso general de que varias de estas justificaciones constituyan un fundamento económicamente racional para intervenir de tal forma en los mercados de productos agrícolas en la actualidad. Asimismo, muchos consideran que las medidas para abordarlos desde la intervención gubernamental no han sido lo suficientemente coherentes en relación la solución de estos problemas, por lo que se ha puesto en cuestión la efectividad y la necesidad de muchos de estos programas, así como el coste/beneficio de su aplicación. Estos argumentos son más claros en la actualidad cuando se trata de los productores de maíz y oleaginosas, que tienen con la posibilidad de colocar gran parte de su producción en los mercados de energía. Durante casi todo el siglo XX y aun con el incremento de la demanda nacional e internacional de alimentos, los precios de los productos como el maíz, han estado influenciados por el sistema de apoyo al sector agrícola, que ha promovido artificialmente el incremento de la producción y en consecuencia ha mantenido un nivel de precios relativamente bajo durante la mayor parte de este periodo y aun cuando en la actualidad los precios se han incrementado, en gran

³⁷² Ver: Sumner (2007) y (Sumner, Arha, & Josling, 2007)

medida por la expansión en el mercado de etanol carburante, el nivel de ayudas no se ha removido sustancialmente (Sumner, Arha, & Josling, 2007).

El efecto de las políticas aplicadas al sector agrícola han afectado notablemente los precios internacionales de los productos como el maíz. Las políticas de apoyo a los productos agrícolas, favorecen a los agricultores nacionales a costa de deprimir los precios en el mercado global.³⁷³ Como las ayudas están enfocadas en estimular la producción, y dado que la producción de EEUU representa una parte significativa del mercado, como es el caso del maíz, el impacto en los precios es mayor, afectando las economías agrícolas menos desarrolladas y más pobres, pero también perpetúan el problema de sobreproducción en EEUU. Esta situación revela en gran medida el contrasentido del tipo de ayudas a los cultivos como el maíz en EEUU en relación con los problemas de sobreproducción. Dentro de los productos agrícolas subsidiados, el maíz tiene la mayor cuota en el mercado internacional (alrededor del 40 %) y ha tenido un nivel relativamente amplio de subsidios como porcentaje de los ingresos en el mercado (cerca del 50 % en 2010).³⁷⁴

La explicación más razonable parece ser que los programas de apoyos a los cultivos agrícolas existen ahora porque simplemente han venido existiendo por cuatro generaciones, una especie de resultado de dependencia de la senda existente en la relación agroindustria y gobierno que se verifica en la política agraria. Para las materias primas que reciben las ayudas (como el caso del maíz o las oleaginosas), los programas de subsidios se han incrustado tan profundamente en todos los aspectos de la industria agrícola, que los productores les resulta difícil imaginar una adaptación a un mercado sin la presencia de los programas de protección,³⁷⁵

³⁷³ Adicionalmente, la depresión de los precios se torna más crítica cuando la respuesta de la demanda de los consumidores, así como de la oferta de los productores extranjeros son inelásticas. Si los compradores son flexibles en sus compras, entonces éstas se incrementarán aun cuando los precios declinen, limitando su caída. Asimismo, si el precio se fuera a incrementar a causa de una reducción de los subsidios federales, los compradores podrían reducir sus compras, moderando el incremento de los precios. Del mismo modo, si los productores extranjeros pueden responder con un incremento de la producción cuando se produce un incremento de los precios, el incremento de precios podría también estar limitado, aun ante una reducción de los subsidios federales. Ver: (Sumner D. , 2010) y (Sumner, Alston, & Glauber, 2010)

³⁷⁴ El autor ha estimado que siendo 2005 un año típico, los subsidios al maíz habrían resultado en una caída de los precios internacionales de al menos un 10 %, y una reducción de la producción mundial de alrededor de un 5 %. Los efectos en los precios internacionales son menores para el trigo, dado que la cuota de mercado de EEUU es mucho menor y las tasas de subsidios han sido también menores. En el caso de los efectos de los subsidios aplicados a las oleaginosas en EEUU, los efectos son negativos, dado que en el mismo periodo los precios han estado lo suficientemente altos, por lo que la tasa de subsidios ha sido mucho menor que para los otros productos. Ver: (Sumner D. , 2010) y (Sumner, Alston, & Glauber, 2010)

³⁷⁵ Un ajuste así sería bastante complejo. Cuando las ayudas han formado parte esencial en la evolución del sector agrícola, durante tantos años, no es difícil comprender porque los operadores de este mercado son tan resistentes a un cambio regulatorio y a una reducción de la intervención de los mercados por parte del gobierno. Además, la eliminación de los subsidios o los cambios radicales en la adopción de los programas tendría sin dudas un efecto en la reducción de los ingresos de los receptores de la ayudas y así una reducción de los activos de la industria agrícola, durante al menos un periodo de ajuste. Aunque una reforma drástica de las ayudas, puede ser beneficiosa para para la economía en su conjunto y especialmente para los contribuyentes, los consumidores finales y los productores en sectores agrícolas no subsidiados, ésta generaría serios perjuicios para aquellos productores beneficiarios de las ayudas a los productos agrícolas al menos en el corto plazo. Ver: Sumner (2007)

III.4.2.2. Restricciones a las ayudas que distorsionan el comercio y su relación con la expansión de los biocarburantes en EEUU

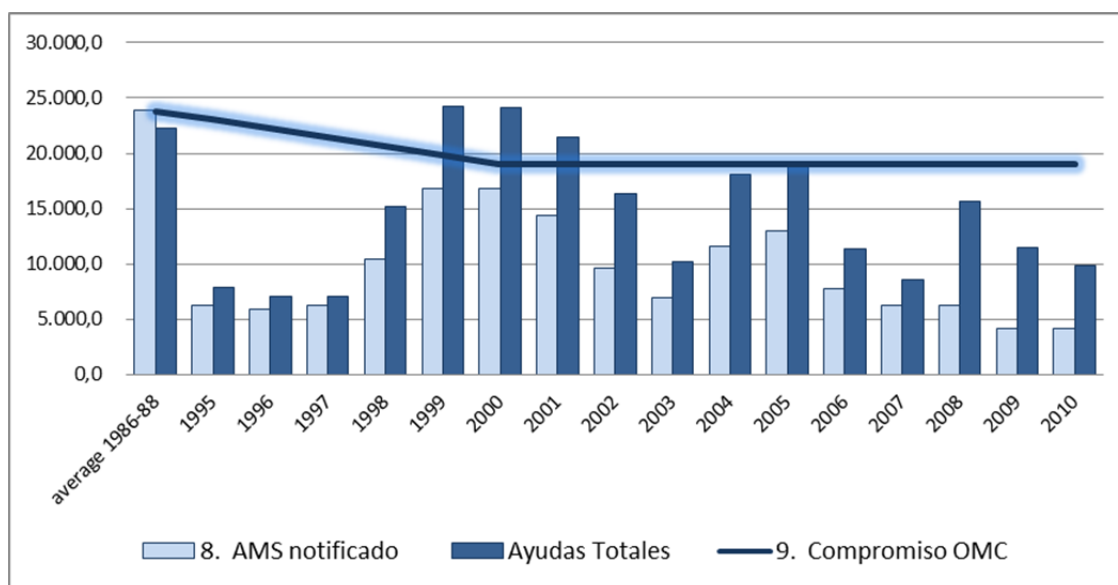
A pesar de que las ayudas al sector de la agricultura persisten, ha habido cambios significativos en la política agrícola estadounidense que se originan en el desarrollo de nuevas disciplinas en materia de comercio internacional. Las ayudas a los biocarburantes, como parte de las ayudas a la agricultura, también pueden ser consecuencia de estos cambios.

Durante este periodo, las ayudas a sectores como el maíz y otros sectores potencialmente aptos para la expansión de la producción de agro-energéticos, tradicionalmente subsidiados por el Gobierno Federal, han venido siendo afectados por las normas y compromisos en materias de agricultura a nivel internacional. En este contexto, se da un cambio en la forma de las ayudas que beneficia la expansión de estos cultivos para usos energéticos y la producción de biocarburantes, etanol y biodiesel. Los biocarburantes y los mercados de energía, representan entonces una salida para mantener el nivel de ayuda a sectores que encontrarían considerables dificultades en cuanto a la consistencia de las ayudas con las normas de la OMC. Este cambio, que ya se estaba dando desde la segunda mitad de los 1990s, se consolida desde el lanzamiento de la *"Farm Bill"* del 2002 y en adelante

Como hemos mencionado líneas arriba, las reglas aplicadas a las ayudas a la agricultura ahora debían estar en concordancia con el Acuerdo para la Agricultura (AoA) con el fin de evitar una disputa ante la OMC. Como sabemos en el AoA, se acordaron además de medidas para la reducción de las subvenciones a las exportaciones y para el acceso a los mercados mediante la reducción de aranceles, unas nuevas reglas para regular las ayudas estatales en razón de la magnitud de sus efectos en la distorsión del comercio internacional y sus efectos en la producción. Así, se calificaban las ayudas en tres tipos: En el primer tipo, o *"Amber box"*, se encontraban las ayudas con mayor distorsión en el comercio y a la producción, en segundo tipo o *"blue box"* se encontraban las ayudas que todavía estaban vinculadas a límites a la producción, pero no al nivel actual de producción (si se hacían para un nivel fijo de producción y un área determinada); y un tercer tipo conocido como la *"Green box"*, que agrupaba una serie de subsidios desvinculados de la producción y considerados mínimamente distorsivos del comercio internacional. Mientras que los dos últimos tipos de subsidios no eran materia de compromisos de reducción, si las ayudas eran consideradas como parte de la *"Amber box"* se establecían compromisos de reducción, es decir las ayudas estaban limitadas por la regulación internacional del comercio.³⁷⁶

Gráfico III – 8: Ayudas a la agricultura y compromisos derivados del AoA en EEUU

³⁷⁶ Adicionalmente la regla del *"minimis"*, establecía otra excepción a los compromisos de reducción, para medidas no pertenecientes a los dos tipos de excepciones, cuando el valor agregado de las ayudas no sobrepasaban el 5 % del valor total de la producción de producto en cuestión, 10 % en el caso de los países en vías de desarrollo. Ver: (WTO, 2013)



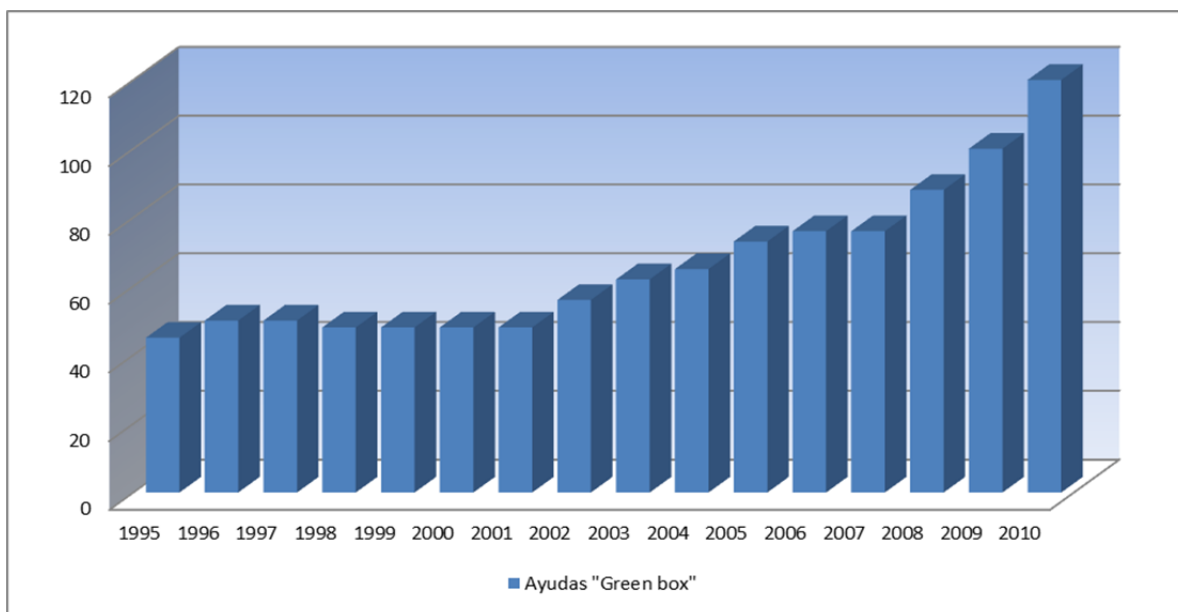
Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2013)

El Acuerdo para la Agricultura producto de la ronda de Uruguay, aunque no tiene por objeto eliminar drásticamente los subsidios a la agricultura, establece restricciones a los tipos y una disciplina de límites a las ayudas estatales al sector. Así el AoA establece niveles máximos en los programas de ayudas que considera distorsionan gravemente el comercio, conocidos como AMS (*Aggregate Measurement of Support*). En el caso de EEUU, el AMS redujo este tipo de ayudas de \$ 23 mil millones permitidas en 1995, a \$ 19,1 mil millones en 2000, continuando en este nivel, hasta que se alcance un nuevo acuerdo en materia de agricultura.

En el gráfico III-8 podemos observar la evolución de las ayudas en EEUU en relación con los compromisos de reducción a nivel de la OMC. Como podemos observar, las ayudas aplicadas al sector son mucho mayores, y en muchos años sobrepasan los límites aplicados en el AoA, cuando no se contabilizan las ayudas consideradas excepciones por las notificaciones estadounidenses. Entre estas destacan las que son consideradas parte de la “*Green box*”.

Como es obvio, en este marco general, la mejor forma de mantener o incrementar las ayudas a sectores como el maíz o las oleaginosas, era que estas ayudas correspondan en su mayoría al tipo “*Green box*”, donde no se aplicaban compromisos de reducción ni límites al incremento de las ayudas. Desde la regulación del comercio internacional de productos agrícolas establecida en el AoA, el Gobierno Federal debe preocuparse de que las ayudas al sector de la agricultura, que distorsionan el comercio o afectan la producción, no superen los \$19,1 mil millones. Este cálculo además está regulado por el AoA, que establece reglas para que los países determinen que políticas o programas de ayudas distorsionan la producción y el comercio (*Amber box*), así como para calcular el costo anual de este tipo de ayudas, medidas por un índice el AMS, y para reportar ese costo total a la OMC (Schnepf R. , 2005).

Gráfico III – 9: Evolución de las ayudas permitidas por los compromisos en la “*Green Box*” del AoA



Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2012)

Si las ayudas a la agricultura no pueden ser consideradas excepciones, en la Green box o en la Blue box, entonces EEUU tiene la obligación de que el límite total de esas ayudas no supere los \$19,1 mil millones, de acuerdo con sus compromisos ante la OMC. Una forma de que gran parte de las ayudas sean consideradas como parte de las excepciones previstas en los compromisos del AoA, ha sido destinar una considerable parte la producción de maíz u oleaginosas a la producción de biocarburantes. En tanto, las ayudas a sectores vinculados a la producción de materias primas agroenergéticas, se considera que estas están desligadas de la producción y no distorsionan los mercados agrícolas. Esto puede evidenciarse en el incremento de las ayudas consideradas como parte de la "Green box", desde el lanzamiento de la "Farm Bill del 2002" hasta la actualidad, como puede apreciarse en el gráfico III-9.

Para la (OCDE, 2001), el "URAA" (AoA) es un instrumento multilateral sobre cuyos fundamentos los miembros de la OMC empezarían a construir un marco jurídico enfocado a reducir las distorsiones al comercio internacional. Es decir, mediante la casuística y las disputas que se den entre los propios miembros de la OMC, así como en el desarrollo de acuerdos en nuevos temas de materia agrícola, se fortalecerían las disciplinas del tratado. Esto requeriría además que los gobiernos de los países de la OCDE, empiecen a conducir sus políticas vinculadas al sector agrícola de forma más transparente, costo efectiva y evitando la distorsión al comercio y a la producción. En este mismo sentido, Becker (2006) señala que el Acuerdo en Agricultura surgido tras la ronda de Uruguay, y la jurisprudencia de la OMC en materia de comercio agrícola, sumadas a los tratados comerciales bilaterales, restringen las elecciones de los legisladores en materia de política agrícola, comercio internacional y otras políticas. Así, además de las reglas generales del AoA, las restricciones las ayudas tradicionales al sector agrícola han sido concretizadas en medidas efectivas por parte del panel de disputas de la OMC.

Las justificaciones tradicionales de las ayudas al sector, vinculadas a la reducción de la volatilidad de precios y la preservación de la industria doméstica, fueron cada vez menos aceptadas a la luz de la regulación del comercio internacional. En este contexto, en septiembre de 2004 el gobierno de Brasil

apoyado por varios países del África occidental demandó a EEUU ante la OMC, al considerar que su política de ayudas al algodón vulneraba las normas del AoA. El panel de disputas de la OMC encontró que \$3,2 mil millones en subsidios anuales y \$1,6 mil millones en créditos a la exportación pagados por el gobierno de EEUU violaban el Acuerdo sobre Agricultura. En marzo del 2005 el panel de apelación encontró además que el Programa conocido como “*Step 2*”, también violaba el acuerdo debido a la implementación de pagos por rendimiento a las exportaciones, los cuales tenían un efecto significativo en la caída mundial de los precios del algodón. Como consecuencia EEUU revocó el programa de subsidios “*Step 2*” el 1 de agosto del 2006 con el fin de acatar el fallo de la OMC.³⁷⁷ Además, el Panel de Disputas estableció que los programas de garantías de crédito a las exportaciones agrícolas de EEUU constituían subsidios a la exportación, y que dichas medidas de ayuda al sector agrícola eran utilizadas para eludir la aplicación de los compromisos internacionales para los productos agrícolas a los que estaba sometido EEUU como miembro de la OMC.

Aunque el caso de los subsidios al algodón fue el único programa materia de la disputa, existe una alta probabilidad de que la regla establecida para resolver la disputa pueda extenderse y aplicarse a disputas de similar naturaleza que afectarían otros programas de subsidios a otros tipos de cultivos en EEUU, como las ayudas al sector del maíz. Con el propósito de evitar futuros desafíos a los subsidios agrícolas, el Gobierno de EEUU ha tenido que sortear la clasificación de los productos objetos de las ayudas (dado que en última instancia se trata de un subsidio a los precios de los productos agrícolas, aunque su destino sean los mercados de energía), para evitar conflictos con los problemas de cumplimiento de las reglas de la OMC, sobrevenidos tras el caso de los subsidios al algodón.³⁷⁸

EEUU crea una nueva “*Farm Bill*” entre cada cuatro a siete años, ajustando los subsidios a los cambios en el mercado, pero como era posible que el precedente legal del Panel de disputas de la OMC, pueda aplicarse a otras disputas contra los subsidios aplicados a otras “*commodities*”; la nueva “*Farm Bill*” necesitaba alejarse de la ruta que había seguido las antiguas leyes de apoyo directo al sector. Los legisladores y agricultores debían encontrar nuevos medios para sostener los precios de los productos agrícolas. La respuesta era encontrar otra alternativa a los subsidios directos a la producción agroalimentaria. La crisis energética y la capacidad de sustituir parte de la gasolina con etanol y diésel con biodiésel, fueron la justificación oportuna para retomar un nuevo impulso de ayudas al sector desde otro frente, los mercados de energía.

De acuerdo con Sumner (2005), la resolución del conflicto entre la política agrícola estadounidense, con las reglas de la OMC, implicaría cambios significativos en la política de ayudas al sector en EEUU. Aun cuando la ronda de Doha no tenga un resultado exitoso en materia de extensión de la liberalización del comercio internacional agrícola, imponiendo mayores restricciones a la capacidad de los miembros para subvencionar su agricultura, se necesitarían una serie de cambios en los instrumentos de apoyo en el diseño de próxima de la *Farm Bill* para evitar nuevas disputas.

El incremento en el tipo de ayudas consideradas consistentes con la *Green Box* del AoA, puede ser una respuesta a las restricciones impuestas por la OMC. En este sentido, las ayudas a los

³⁷⁷ Ver: (Sumner D. , Boxed In: Conflicts between U.S. Farm Policies and WTO Obligations, 2005) Cato Institute Trade Policy Analysis, No. 32 (December 2005). <http://www.freetrade.org/pubs/pas/pas.html>.

³⁷⁸ Ver: (Sumner D. , Boxed In: Conflicts between U.S. Farm Policies and WTO Obligations, 2005)

biocarburantes y sus materias primas parecen ser compatibles con la reglas del comercio internacional. De acuerdo con Semineiro (2008), los subsidios a los biocarburantes han sido una excelente oportunidad para que los legisladores eviten una futura disputa ante la OMC. La naturaleza renovable de los biocarburantes, la sostenibilidad ambiental de su uso y los beneficios para seguridad energética nacional, son fuertes argumentos que pueden hacer que los subsidios a los biocarburantes no sean considerados como subsidios agrícolas y por lo tanto no se les apliquen los límites previstos en el Acuerdo para la Agricultura establecido.

III.1.4.3. La respuesta oportuna: La política de expansión de la agricultura hacia los mercados de energía

El renovado apoyo al sector agrícola se materializó en la nueva legislación, expandiendo los mercados de algunos productos como los cereales y las oleaginosas (principalmente maíz y soja), más allá de las fronteras de los mercados alimentarios. El incremento de los precios del crudo desde inicios de la década, y los bajos precios de los cereales, granos y otros productos agrícolas, que eran susceptibles de ser usados como materias primas para la obtención de bioenergía, generó las condiciones óptimas para el impulso de la industria de los biocarburantes en EEUU durante este periodo.

La nueva demanda desligada de los mercados alimentarios era además un instrumento eficaz, no solo para colocar los excedentes de la producción de maíz y otros granos, sino para mantener los precios de estos productos agrícolas por encima del nivel que ofrecían los mercados alimentarios. La institucionalización de la política agro-energética, creó un marco estable que redujo el riesgo de inversión en el sector, promoviendo finalmente un boom de inversiones en el sector del etanol de maíz que expandió notablemente la producción.

III.4.3.1. Políticas multisectoriales de expansión de lo biocarburantes en la década del 2000

Durante la década del 2000 las políticas de apoyo al sector de lo biocarburantes se incrementaron notablemente, promoviendo su producción y consumo mediante una serie de instrumentos económicos y regulatorios de diversa naturaleza. En 2000 se estableció un programa de promoción del I+D+I en Biomasa para desarrollar la producción de carburantes renovables obtenidos de biomasa.³⁷⁹ En 2001 se iniciaron los pagos a los productores de etanol y biodiesel en un sistema que premiaba el incremento de la producción en el marco del programa para la Bioenergía introducido en el gobierno de Bill Clinton dos años antes. Los pagos eran administrados por el USDA y buscaban fomentar la demanda de maíz y otras materias primas como la soja para la producción de biocarburantes.³⁸⁰

Como parte de la nueva política agro-energética, la promulgación de la "*Farm Bill*" del 2002 significó un considerable impulso a los programas de apoyo al sector de los biocarburantes, conteniendo en muchos de los títulos de la Ley una serie de programas para promover la I+D+I, la producción y el uso de carburantes renovables como el etanol, el biodiesel, así como el uso de digestores anaeróbicos. Además, fue la primera "*Farm Bill*" en contener un título específico dedicado a la

³⁷⁹ *Public Law 106-224: Biomass Act of 2000*

³⁸⁰ Ver: *EPAAct-2002*

energía, institucionalizando el vínculo que representarían las energías renovables, entre el sector energético y agrícola de EEUU.³⁸¹

Desde el punto de vista del mercado de biocarburantes y la dimensión medioambiental, cabe mencionar que una serie de eventos en el mercado de oxigenantes afectaron la expansión del mercado del etanol carburante durante este periodo. Los problemas ambientales del uso del oxigenante MTBE y su consecuente prohibición en una serie de Estados de la Federación incrementaron el uso del etanol como oxigenante de gasolina en los Estados donde predominaba el uso del MTBE, elevando la demanda de etanol en 2730 millones en 2004. Aún con el nicho de mercado dejado por el MTBE, la situación de la industria de etanol todavía era incierta, debido al alto riesgo derivado de la volatilidad de los precios del petróleo y del maíz. Además con una producción de etanol duplicándose cada año, no había garantía de que la demanda asociada al mercado de gasolina reformulada sea suficiente para absorber el creciente ritmo de la producción de etanol de aquellos años.³⁸²

Asimismo, las preocupaciones por la búsqueda de mercados domésticos encontrarían otros serios obstáculos relacionados con la capacidad de la demanda de utilizar mezclas de etanol con gasolina mayores al 10 % (unos 1400 millones de galones) conocido como *"the blend Wall"*. La situación del biodiesel era peor, con la demanda poco desarrollada y las plantas de producción operando por debajo de su capacidad, el riesgo de inversión en este mercado era muy alto. El coste de oportunidad de la tierra era lo suficientemente alto como para inhibir a que los agricultores la usen para la producción de soja u otras materias primas con el fin de obtener biodiesel, así como para aumentar la inversión en bienes de capital.³⁸³

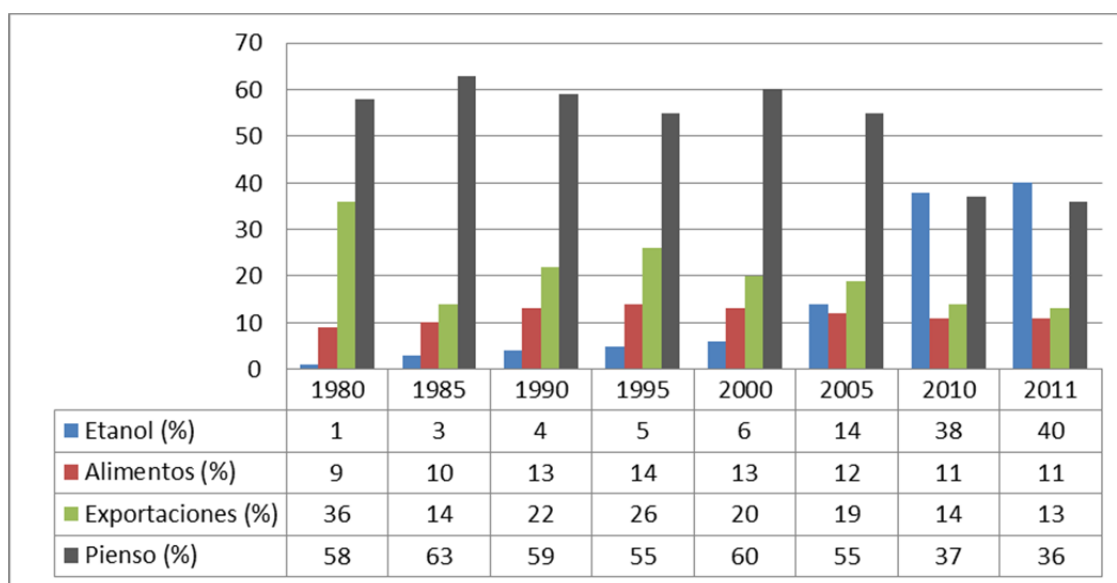
Como hemos mencionado líneas arriba, el apoyo al sector agrícola se plasmaría no solo en las legislaciones actualizadas de las *"Farm Bill"*, sino también en otros instrumentos vinculados a la nueva política energética estadounidense. Así, en la EPAct-2005, también se establecerían una de las medidas de apoyo al sector de la agro-energía y especialmente a los biocarburantes, más relevantes de la historia de la regulación, el estándar RFS1. El estándar RFS-1 establecía un calendario para un uso mínimo obligatorio de carburantes renovables (principalmente etanol de maíz). Estos mandatos de uso de carburantes renovables fueron diseñados para alcanzar los 4000 millones de galones en 2006 y 7500 millones de galones en 2012. Esta medida reduciría en gran medida el riesgo de inversión en el sector.³⁸⁴

³⁸¹ En 2003 se enmienda la *"Biomass Act"* expandiéndose el uso de subsidios (pagos directos, préstamos, garantías de préstamos etc.), contratos y asistencia para la biomasa, ampliando las actividades que fueran objeto de las ayudas, así como los fondos de los programas ya establecidos. El objetivo era acelerar el proceso de adopción de tecnologías de aprovechamiento de la biomasa, mediante la promoción de actividades de demostración y de comercialización, y del establecimiento de pequeños negocios relacionados con el uso de la biomasa. Ver: *Public Law 108-148: "Healthy Forests Restoration Act of 2003"*

³⁸² Ver: (Baker Institute, 2010). Para mayor información sobre el caso de la prohibición del MTBE a nivel Estatal y la actuación de la EPA ver (McGarity, 2004)

³⁸³ Ver: (Baker Institute, 2010)

³⁸⁴ Aunque el RFS-1 no fue promulgado hasta 2005, una serie de propuestas legislativas conteniendo variantes del RFS-1 entraron en repetidas ocasiones en el Congreso estadounidense, desde donde ganaban consistentemente el apoyo del lobby del maíz. Entre Estas: La *"Gasohol Motor Fuel Act"* de 1978 (S.2533), la *"Ethanol Motor Fuel Act of 1987"* (H.R.2052, S.1304), la *"Amendment to the Energy Policy Act"* de 1992

Gráfico III – 10: Evolución del uso del maíz como materia prima agro-energética.³⁸⁵

Fuente: Elaboración propia a partir de USDA-PSD data base, setiembre 2012

Asimismo, la situación de los precios de los carburantes y la extensión de los aranceles especiales a las importaciones de etanol, aseguraban un escenario inmejorable para los productores nacionales de maíz y etanol. Los problemas de suministro de petróleo a causa de los daños provocados por el huracán Katrina y Rita a las infraestructuras de refino e importación situadas en la Costa del Golfo, elevaron los precios del crudo, situando al etanol en una cómoda posición en el mercado. Estos factores favorecieron el aumento de las inversiones en la producción de etanol, en la construcción de nuevas plantas y en consecuencia la capacidad de producción se expandió notablemente pasando de aproximadamente 4400 millones de galones producidos en 81 plantas en 2005, a 11.100 millones de galones producidos en 110 plantas en enero del 2007. La gran mayoría de la producción estaba basada en etanol obtenido de granos de maíz, procesadas con la técnica de molienda seca. El uso del maíz como materia prima agro-energética se incrementó notablemente, pasando a superar por primera vez en 2007, a las exportaciones de maíz al mercado internacional de alimentos.³⁸⁶ En el gráfico III-1 podemos observar el uso energético y alimentario del maíz desde los años 1980s.

Con el advenimiento de la EISA-2007 los estándares de uso de carburantes renovables se expandieron notablemente, estableciendo un mandato de uso de 9000 millones de galones en 2008 y 36.000 millones en 2022. Sin embargo la EISA limita el uso de etanol obtenido de granos de maíz, para lo cual establece una serie de categorías para el cumplimiento de estándares específicos del uso de carburantes renovables. Con el posterior incremento de los precios del petróleo y del maíz en 2007 y parte del 2008, la industria de los biocarburantes redujo sus beneficios y paralizó las inversiones en el sector. Para mediados del 2008 la crisis financiera impulsó la caída de los precios. La volatilidad de los precios de las “*commodities*” agro-energéticas se incrementó notablemente,

(H.AMDT.554), la “*Renewable Fuels Acts*” de 2000 y 2001 (S.2503 and S.670.IS), y las “*Energy Policy Acts*” de 2003 y 2004 (H.R.4503, S.2095).

³⁸⁵ Los valores pueden llegar a sumar más del 100 % debido a que algún tipo de uso puede derivar de existencia remanentes de maíz.

³⁸⁶ Ver: USDA (2012): PSD database, 12 de setiembre del 2012.

afectando la cadena de valor del etanol del etanol. Además de los problemas de producción, las preocupaciones ambientales y sobre los efectos de la producción de etanol, en los precios de los alimentos, desdibujaron las virtudes del uso del etanol de maíz como solución a los problemas de seguridad energética y de sustitución de los derivados del petróleo.³⁸⁷

El debate en el proceso legislativo sobre la producción de energías renovables en EEUU estuvo enfocado principalmente en la continuación de los subsidios para los mezcladores de etanol, la extensión de la protección arancelaria al etanol, y el impacto del etanol de maíz en la agricultura.³⁸⁸ El énfasis del nuevo marco de promoción, estaba centrado en los biocarburantes avanzados, obtenidos de material biológico diferente al maíz, como la celulosa de las plantas.³⁸⁹ La promulgación de la “*Farm Bill*” del 2008, apoyaría alternativamente los esfuerzos al desarrollo de biocarburantes de celulosa y nuevas tecnologías para la explotación energética de la biomasa.

En consecuencia la “*Farm Bill*” del 2008 reenfojaría la ayudas en favor de los biocarburantes no obtenidos de maíz, tales como el biodiesel o el etanol de celulosa, en concordancia con la nueva regulación establecida en la EISA-2007, el RFS-2.³⁹⁰ En 2007, cerca del 23 % del maíz cultivado en EEUU fue utilizado para la producción de etanol. Ante las proyecciones del incremento de su uso energético en los años siguientes, las preocupaciones sobre las consecuencias de la política de expansión del etanol de maíz en el incremento de precios para todos los granos y las semillas oleaginosas que compiten por la misma tierra, el impacto en los costes de los alimentos y la producción ganadera, la posible caída de las exportaciones, así como el deterioro medioambiental derivado de la potencial expansión de la producción de maíz a tierras con alto valor ecológico, tuvieron un impacto negativo en la expansión del uso del etanol de maíz, y las ayudas de la “*Farm Bill*” del 2008, se redirigieron a otros tipos de biocarburantes (Schnepf, 2013b).

Recientemente, la promulgación de la nueva “*Farm Bill*” en 2014, mantiene el enfoque de la “*Farm Bill*” del 2008 en los biocarburantes no obtenidos de maíz. La ley sigue financiando muchos de los programas que han ayudado al desarrollo del biodiesel durante años y expande la producción de bioenergía al apoyar los biocarburantes avanzados obtenidos de materias no alimentario, tales como el etanol de celulosa. Los programas críticos para subsidiar la industria de los biocarburantes como el “*Bioenergy Program for Advanced biofuels*”, que establece pagos por la producción de algunos biocarburantes elegibles; el “*Bioenergy Assistance Program*”, que otorga ayudas al desarrollo de

³⁸⁷ Ver: (Schnepf, 2013)

³⁸⁸ Ver: (Stubbs, 2010)

³⁸⁹ En Título VII de la ley aparecen una serie de provisiones para la promoción de la investigación, desarrollo y demostración de la energía obtenida de biomasa y de biocarburantes. En el Título para la energía (Título IX) de la *Farm Bill-2008* se autorizan fondos obligatorios y discrecionales por un total de \$2.100 millones para el periodo 2008-2012, para Financiar una serie de programas de apoyo a la bioenergía. Además, el Título XV de la ley extendía la aplicación actual de los incentivos fiscales a los biocarburantes, reduciendo aquellos aplicados específicamente al etanol de maíz y expandiendo los beneficios fiscales para el etanol de celulosa. Asimismo, se extendía la vigencia de los aranceles especiales aplicados a las importaciones de etanol. Ver: *PUBLIC LAW 110-246: Food Conservation and Energy Act of 2008*

³⁹⁰ Con los cambios vinculados al etanol de maíz, la “*Food Conservation and Energy Act*” del 2008 extendería y expandiría muchos de los programas de energías renovables originalmente autorizados en la “*Farm Security and Rural Investment Act*” de 2002. Entre estos programas destacan: “*The Bioenergy Program for advanced Biofuels*”; “*The Repowering Capacity Assistance Program*”; “*The Rural Energy for America Program-REAP*”; “*The Biomass Assistance Program*”; “*The Biorefinery Assistance Program*” y “*The Forest Biomass for Energy Program*”. Estas medidas estaban enfocadas a mantener la política energética iniciada en el 2000, con algunos cambios principalmente relacionados a la expansión del etanol de maíz. Ver: (Stubbs, 2010)

nuevas tecnologías para biocarburantes avanzados; el *"Biomass Crop Assistance Program"*, que ayuda a los agricultores en la producción y desarrollo de cultivos no tradicionales, usados como materias primas para obtener biocarburantes de celulosa; y el *"Renewable energy for America Program"*, que ha financiado una variedad de proyectos en biocarburantes, incluyendo la instalación de bombas de mezcla, continúan siendo financiados por el USDA. En este sentido, salvo algunas excepciones la *"Farm Bill"* del 2014, extiende los programas y el enfoque de las ayudas establecidas en la ley anterior. Para un periodo de 5 años fiscales desde 2014, la ley destinando \$694 millones nuevos de financiamiento obligatorio y autoriza \$765 millones para el financiamiento facultativo de los distintos programas previstos en la ley.³⁹¹

III.4.3.2. Política agrícola de ayudas en favor de los biocarburantes

La respuesta del Gobierno Federal estadounidense a las restricciones derivadas del AoA fue reagrupar gran parte de las ayudas en la *"Green box"* para que no queden limitadas por el AMS. Una forma muy oportuna de reagrupar las ayudas a sectores tradicionalmente subsidiados como el maíz y de las oleaginosas, de forma tal que no vulneren los compromisos ante la OMC, implicaba expandir el consumo de biocarburantes en el transporte. La recolocación de gran parte de la ayudas a los biocarburantes como parte de las excepciones a los límites del AoA, redujo el nivel de ayudas consideradas más distorsionantes al comercio y a la producción, limitadas en la categoría *"Amber box"*. Esto permitió conservar los programas de ayudas a los precios, inclusive las destinadas a las mismas materias primas beneficiadas de las políticas de promoción de biocarburantes, principalmente el maíz y la soja. A pesar de que el AoA ya se encontraba operativo antes de la promulgación de la *"Farm Bill"* del 2002, la respuesta no pudo haberse dado con la anterior *"Farm Bill"* de 1996, porque en este periodo, el coste político de oportunidad del gobierno para las sustitución de carburantes fósiles era bastante alto a causa de los bajos precios del petróleo observado hasta el final de los 1990s. Esto quiere decir que el nivel de las ayudas observadas desde inicios de la década del 2000 para la producción de etanol biodiesel y otros biocarburantes, no solamente responde a los intereses propios de la política agrícola, sino a una convergencia entre estos y los intereses de gobierno en materia de política energética, determinada en gran medida por la nueva tendencia de incremento de precios del petróleo en el mercado internacional.

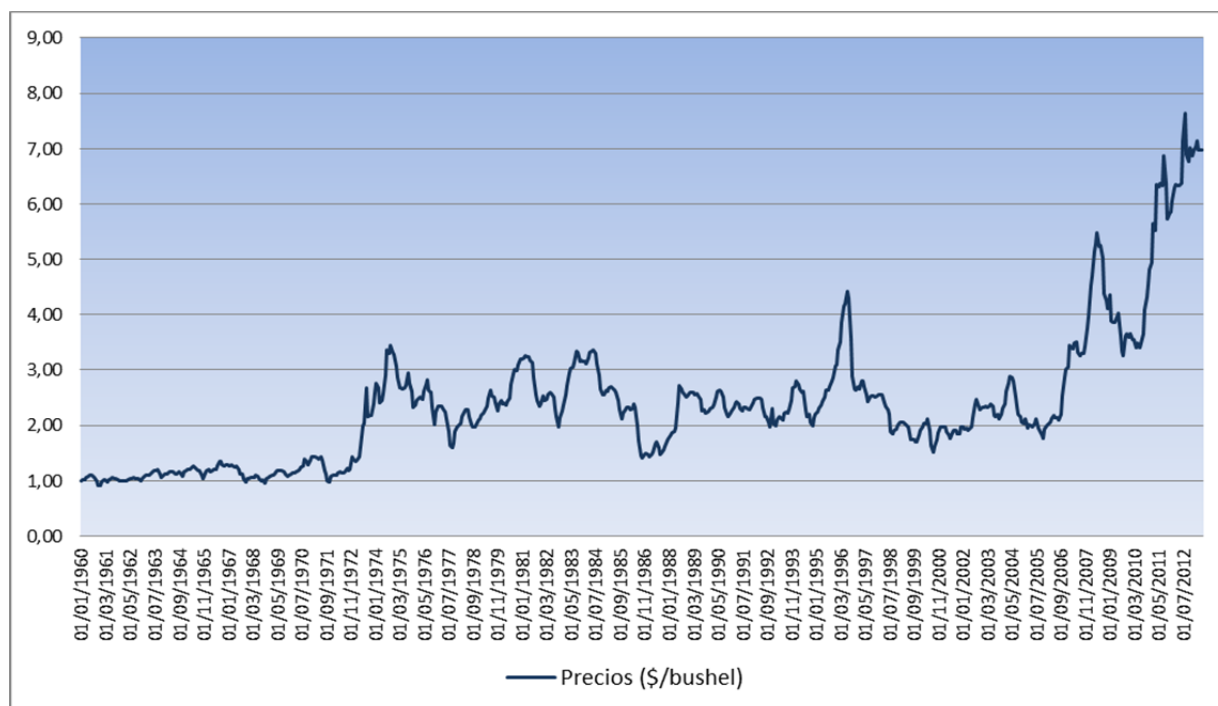
Como hemos mencionado líneas arriba, desde la promulgación de la primera *"Farm Bill"* en los años 1930s, los problemas de sobreproducción en sectores como el maíz se habían agravado significativamente, mientras que las políticas de protección agrícola no parecían haber alcanzado una solución costo-efectiva, hasta las medidas de expansión de los biocarburantes desde la década del 2000, al menos para los sectores agrícolas con mayor capacidad y ventajas para la producción de materias primas agro-energéticas, como el caso los productores del *"Corn Belt"* en el Medio Oeste estadounidense.³⁹² La caída de los precios de los productos agrícolas a finales de los años 1990s, impulsó una nueva ola de ayudas y protección de la industria nacional, que sin embargo no pudo solucionar el problema de sobreproducción del sector agroindustrial (vinculado a la producción de del maíz y otros productos agrícolas).

³⁹¹ Ver: *Public Law 113-79 "The agricultural Act of 2014"*

³⁹² Al garantizar un mínimo pago por las cosechas de los agricultores estadounidenses, el gobierno no solo protegía estos sectores de la competencia de los productores extranjeros, sino que promovía la sobreproducción, trayéndose abajo el precio de mercado, forzando mayores subsidios e incrementando el nivel de excedentes, que se destinaban finalmente a los mercados internacionales.

La promulgación de la “*Farm Security and Rural investment Act*” o la nueva “*Farm Bill*” de 2002, se dio en un contexto de mercado donde los precios del maíz y otros productos agrícolas eran bastante bajos y donde se había extendido una percepción generalizada de que la Ronda de Uruguay en materia de comercio agrícola no había favorecido la prosperidad del sector agrario estadounidense. Las expectativas ensombrecidas en materia de política agrícola en sectores como el maíz y las oleaginosas, fue favorable al sector de los agro-energéticos, contribuyendo junto a los bajos precios de los productos observados a inicios de la década, a reducir el coste de oportunidad del sector y expandir la producción hacia los mercados de energía.

Gráfico III – 11: Evolución de precios del maíz (\$/bushel)



Fuente: Elaboración propia partir de USDA (2012)

En el gráfico III-5 podemos observar la caída de los precios del maíz desde la segunda mitad de los años 1990s, manteniéndose por debajo de los 2 \$/ bushel hasta los primeros años de la década del 2000. Asimismo podemos observar que desde el año 2005 los precios del maíz inician un cambio de tendencia con un incremento de la pendiente que ha llevado los precios a estar por encima de los 7 \$/bushel en 2012.

Como hemos mencionado líneas arriba, además de la caída de los precios de los productos agrícolas, el marco de discrecionalidad de las ayudas estaba más ajustado desde el Acuerdo para la Agricultura. De acuerdo con Monke (2008), además de modificar algunos programas de apoyo a las exportaciones,, la mayor apertura y la reducción de los instrumentos más distorsionantes del mercado, la regulación internacional del comercio requería que la Secretaría ajuste los gastos lo máximo posible para evitar sobrepasar los compromisos de reducción de las ayudas domésticas acordados en la OMC. Esto se evidenció en la nueva estructura de las ayudas al sector con la “*Farm Bill*” del 2002.

Además de los programas de ayudas a los biocarburantes considerados compatibles con las reglas del AoA, se estableció una política de ayudas a los precios de los productos agrícolas. Estas fueron instituidas en la forma de tres principales mecanismos de pagos: los pagos directos, los préstamos para la comercialización y los pagos contra-cíclicos.³⁹³ Entre las principales “*commodities*” subsidiadas se encuentran el algodón, el trigo, el maíz, la cebada, el sorgo la avena, la soja y otras semillas oleaginosas. Entre estas, dos de las principales materias primas para la producción de biocarburantes.

La percepción de que la anterior política agrícola había fallado determinó la prolongación y el mantenimiento del gasto en la forma de programas de ayudas al sector agrícola en el nuevo marco legal de la “*FSRI-Act*” del 2002.³⁹⁴ De acuerdo con (Darryl, 2003), luego de que el sector percibiera que la descentralización de la política agrícola establecida en la “*Federal Agriculture Improvement and Reform Act*” de 1996, había debilitado la protección del sector, se produjo un salto hacia la tradicional dependencia en los programas de la ayudas federales. Esto significó que la agricultura había recuperado el músculo político durante la elaboración de la “*Farm Bill*” del 2002, solo que ahora las condiciones para las ayudas eran bastante distintas.

El gobierno federal continuó renunciando a aplicar el mecanismo de tierras de retirada, el apoyo a los precios de mercado de los productos agrícolas, así como a la acumulación de stocks públicos, renuncia que daría lugar al incremento de la producción. El nuevo marco legal reautorizaba los pagos vinculados a la producción histórica, en lugar de vincularlos a los precios de los productos. La ley también reautorizaba el CRP y el EQIP e instituía nuevos subsidios de carácter medioambiental como el “*Conservation Security Program-CSP*”. Sin embargo, para los agroenergéticos el incremento de la producción tendría mayor sentido, en tanto los mercados energéticos de los biocarburantes se encontraban en expansión.

La *FSRI-Act* del 2002 reforzaba el cambio de dirección de la política agrícola iniciado mediante legislación “*ad-hoc*” entre 1998 y 2001, haciendo permanentes los pagos directos y creando un nuevo programa de pagos contra-cíclicos, vinculados a los precios de algunos cultivos específicos, entre los cuales estaba el maíz y la soja. Además, permitía a los productores actualizar la información histórica de sus cosechas y de su superficie cultivable, usada para determinar los pagos directos y contra-cíclicos. Mientras que los pagos contra-cíclicos, se aplicarían durante los primeros años de la década del 2000, en razón de la caída de los precios del maíz, los pagos directos no estaban relacionados ni con los precios ni la producción, es decir el subsidio era permanente. Esto también

³⁹³ En el sistema de pagos directos, los agricultores se beneficiaban de un pago exclusivamente sobre la base de la superficie de cultivo y al programa de producción. En el caso de los pagos de carácter contra-cíclico se trataba de pagos que se realizaban cuando caían los precios de los productos agrícolas, pero no cuando los precios eran altos. El agricultor se podía beneficiar de estos pagos sin haber cultivado nada. Finalmente estaban los préstamos para la comercialización a los agricultores con recursos limitados, que proveían de asistencia financiera a los agricultores dando como garantía la cosecha, por el valor de la tasa del préstamo. Si el precio real caía por debajo de la tasa establecida, el agricultor tenía la posibilidad de perder la cosecha y además el agricultor no tendría que pagar la diferencia entre la tasa del préstamo y el valor del cultivo en caso de que decida renunciar a la cosecha. El efecto de los préstamos era que se establecía un piso de precios dado que el productor siempre era capaz de recibir al menos la tasa del préstamo por su cosecha. Ver: (O’ Brien, 2006)

³⁹⁴ La *FAIR-Act* añadió además a los programas medioambientales, el Programa de Mejora de la Calidad Medioambiental (EQIP), un nuevo programa de participación en los costos de las mejoras medioambientales.

favoreció el incremento de la producción de materias primas para producir etanol y biodiesel (USDA-ERS, 2002).

Además, la *FSRI-Act* del 2002 incrementó las tasas de los préstamos a la comercialización para el maíz y el trigo, mientras que reducía las mismas para la soja y mantenía el mismo nivel para productos como el algodón y el arroz. Las tasas de préstamos eran usadas para determinar la magnitud de los beneficios de los préstamos, definidos como la diferencia positiva entre las tasas de los préstamos y las tasas de los pagos de los préstamos basadas en los precios de mercado. Como estas aplican para toda la producción del programa de cultivo sobre los agricultores elegibles, los programas de préstamos a la comercialización proveen claros incentivos para incrementar los niveles de producción en el programa de cultivo.³⁹⁵ Este mecanismo también favoreció el incremento de la producción de maíz y oleaginosas para la obtención de biocarburantes.

Tabla III – 2: Evolución de las ayudas a los precios del maíz y las oleaginosas en las últimas 3 “Farm Bills”

	Pagos Directos			Precios objetivo P. Contra-cíclicos					Tasa de préstamos a la comercialización					
	F.Bill 1996	F.Bill 2002	F.Bill 2008	F.Bill 2002		F.Bill 2008			F.Bill 1996	F.Bill 2002		F.Bill 2008		
	1996-2002	2002-2008	2008	2002-2003	2004-2007	2008	2009	2010-2012	2001	2002-2003	2004-2007	2008	2009	2010-2012
Maíz	0,33	0,28	0,28	2,6	2,63	2,63	2,63	2,63	1,89	1,98	1,95	1,95	1,95	1,95
Soja	n.a.	0,44	0,44	5,8	5,8	5,8	5,8	6	5,26	5	5	5	5	5

Fuente: Elaboración propia partir de ERS USDA (2013) y Monke (2008)

Como hemos mencionado líneas arriba, este nuevo marco de ayudas era inclusive contraproducente para enfrentar el problema de sobreproducción de productos como el maíz, ya que generaba incentivos para la expansión de su producción y en consecuencia afectaba los precios de los cultivos a la baja. Sin embargo, con las medidas de fomento de biocarburantes en el mercado del transporte, el efecto final de los programas de ayudas sería inverso y favorable al sector; no solamente porque los mercados de energía absorbían gran parte de la producción de maíz, sino porque la absorción incrementaba los precios de los productos agrícolas en los mercados de alimentos.

Al analizar comparadamente las ayudas a los precios durante las últimas leyes agrícolas, los datos indican que la red de seguridad para los precios y la producción en el sector se mantuvo casi intacta, aún con el mercado de biocarburantes en plena expansión. En el caso de los pagos directos, observamos que han sido reducidos ligeramente en las últimas “Farm Bill” para el maíz, pero se mantienen cercanos a los niveles cercanos al periodo de la Ley de 1996 (0,33 centavos /bushel), mientras que en el caso de la soja, se han incrementado notablemente, a 0,44 centavos / bushel, tras no recibir este tipo de ayudas en el periodo anterior al 2002. En el caso de los precios objetivos para los pagos contra-cíclicos, después del modesto incremento para el periodo 2004-2007, se han mantenido en el mismo nivel durante el periodo de gobierno de la “Farm Bill” del 2008, siendo el

³⁹⁵ La expectativa en las futuras actualizaciones del área base ha generado incentivos suficientes para mantener la producción del programa y además para vincular los incentivos a la producción a los programas de pagos. Con los pagos directos los productores pueden ejercitar una flexibilidad considerable en el uso de la tierra, mientras mantienen su elegibilidad para los programas de pagos, pero pueden perder los pagos directos si el área base se desplaza fuera de la agricultura por completo o cuando la tierra es usada para producir frutas, nueces vegetales, melones o arroz, esta misma flexibilidad se aplica en el caso de los pagos contra-cíclicos, aunque éste está vinculado a la producción histórica más que a los precios. Así, mientras que el programa no requiere que los agricultores cultiven los productos previstos en el programa, provee pagos que compensan los precios bajos de un programa de cultivos específico. Ver: (Sumner, Alston, & Glauber, 2010)

aumento más significativo para el caso de la soja. En el caso de los préstamos a la comercialización, las tasas presentan una ligera reducción desde el periodo 2004-2007 de la *"Farm Bill"* del 2002, después del incremento observado en el periodo anterior de su promulgación. En el caso de la soja las tasas son mayores situándose alrededor del \$ 5 por unidad. Observando el gráfico III-11, podemos decir que los pagos contra-cíclicos se aplicaron prácticamente desde 1997, hasta el año 2006 donde se observa que los precios superaron los 3 \$ Bushel para iniciar una escala ascendente desde entonces, y superar el precio objetivo de \$ 2,63/bushel establecido desde la ley del 2002, así como en la ley del 2008.

Aún con el incremento de precios del maíz observado desde la segunda mitad de la década de los 2000 y la expansión de la producción y consumo de etanol carburante, y en menor medida de biodiesel, la *"Farm Bill"* de 2008 no modificó las ayudas directas en el caso del sector del maíz y las oleaginosas. Estas se aplicarían adicionalmente a los programas de ayudas a los biocarburantes, considerados excepciones dentro de la *"Green box"* del AoA, pero, como hemos mencionado anteriormente, ahora más enfocadas en biocarburantes avanzados como el biodiesel y los obtenidos de celulosa.³⁹⁶

Dado que la demanda de etanol ha dado lugar a un incremento de los precios del maíz, muchas tierras que se encuentran en desuso en el marco de algunos de los programas federales de ayudas, como el *"Conservation Reserve Programme"*, serían liberadas para incrementar la producción de maíz y tomar ventaja de los altos precios del mercado. Para la mayoría de programas de ayudas, las proyecciones sobre las que se basó la *"Farm Bill"* del 2008, pronosticaron que los precios de los productos agrícolas estarían por encima de las tasas de préstamos, por lo que no se esperaba, en teoría, un nivel significativo de subsidios para incrementar la producción. Sin embargo, la red de ayuda a los cultivos se mantuvo junto a las ayudas específicas para el desarrollo de los biocarburantes, probablemente porque podrían ser consideradas no distorsivas y compatibles con las reglas del AoA.

A pesar de algunos cambios en relación con la anterior legislación, la *"FCE-Act"* del 2008 deja intactas las provisiones de las ayudas a la agricultura doméstica. Se trata de casi toda la red básica de seguridad agrícola, que debe notificarse por EEUU a la OMC, incluyendo: los pagos directos desacoplados de la producción o de los precios; los pagos contra-cíclicos que son activados cuando los precios están por debajo de los objetivos de precios predeterminados en la Ley o cuando los ingresos por un producto caen por debajo de un nivel histórico garantizado en la ley, así como los préstamos de ayuda que ofrecen financiación provisional en caso de que los precios caigan por

³⁹⁶ De acuerdo con Sumner y otros (2007), ninguno de los argumentos tradicionales, usados para justificar los programas de subsidios, da cuenta de la distribución de apoyo a los productos básicos como el maíz o las oleaginosas, teniendo en cuenta su expansión hacia los mercados de energía. Aun cuando, estos argumentos sugieren alguna racionalidad para la intervención gubernamental en los mercados, ninguno de estos argumentos justifican la forma como los programas se vienen aplicando en la actualidad y cuáles son sus efectos reales en el mercado, teniendo en cuenta que gran parte de la producción se destina a los mercados energéticos ya subsidiados por las políticas de promoción de biocarburantes. Ni los programas para los productos agrícolas, ni los argumentos para justificarlos, sugieren que los objetivos principales de tales medidas, sean el incremento de la productividad o la salud de la industria agrícola en el largo plazo. De hecho no hay evidencia que las industrias de productos agrícolas subsidiadas sean más innovadoras y exitosas, que otros ámbitos de la industria agrícola con menor apoyo y menos subsidios federales y estatales. Por ello, bajo estas justificaciones de los programas de apoyo a los productos agrícolas, es difícil decir que están enfocados a resolver los problemas de largo plazo de la industria agrícola, como el de la sobreproducción.

debajo de los objetivos establecidos en el estatuto de préstamos, o para ayudas adicionales para los ingresos.³⁹⁷

Así la ley del 2008 evito reducir sustancialmente el nivel de ayudas para abordar de una forma clara las obligaciones internacionales de EEUU ante la OMC. Esto benefició la industria de biocarburantes, tanto de primera generación como de segunda generación y el biodiesel, que recibieron más ayudas consideradas compatibles con las reglas del AoA. En términos absolutos, la *"Farm Bill"* del 2008, incrementó los gastos en subsidios para el sector agrícola hasta los \$288000 millones de dólares, en medio de las preocupaciones por el déficit presupuestario de la nación, de los cuales una gran parte se destinó principalmente a incrementar el subsidio directo al sector para la producción de biocarburantes.³⁹⁸

En enero del 2013 el Congreso de EEUU aprobó la *"American Tax Payer Relief Act"* de 2012, conocida como la Ley del precipicio fiscal. Esta ley fue promulgada para evitar aumentos de impuestos y recortes de gastos automáticos, como los previstos en la *"Farm Bill"* del 2008. Además, la ley extendió muchos de los programas de subsidios previstos en la mencionada norma hasta septiembre del 2013. Se esperaba que para 2014 hubiera una nueva *"Farm Bill"* que pudiera reinstaurar las ayudas al sector de los biocarburantes, especialmente a los de segunda generación, en concordancia con las limitaciones impuestas por la EISA-2007 al uso del etanol de maíz para cumplir con las obligaciones de renovables en el transporte.

Las políticas de expansión agro-energética parecen haber sido más efectivas para resolver el problema de la sobreproducción y bajos precios de los productos agrícolas en EEUU y en el mercado internacional, aún con la crisis financiera de finales de la década del 2000. Las tasas de subsidios federales en EEUU se basan en las proyecciones de los precios de los productos agrícolas sobre un año base. A su vez, las proyecciones sobre los precios de los productos agrícolas están basadas en gran medida en los altos precios del petróleo y en los incentivos públicos para incrementar la demanda de etanol, que conlleva el incremento de la demanda de maíz. En tanto los agricultores destinan el uso de más acres de tierra para la producción de maíz, producen un incremento de aquellos productos agrícolas desplazados. Es así como la ampliación de la capacidad de refino de etanol ha mantenido altos los niveles de precios del maíz y de otros productos agrícolas, aun ante un declive de los precios del petróleo tras la crisis financiera, y ante un aumento significativo de la producción de maíz.³⁹⁹

En un contexto de incremento de los precios de los productos agrícolas impulsado por la demanda de etanol carburante, muchos consideran que los programas de subsidios a los cultivos tradicionales como el maíz debían ser reducidos notablemente. Algunos consideran que todos los programas de ayudas a los cultivos energéticos deberían ser eliminados directamente. Un enfoque más moderado implicaría reducir las tasas de los subsidios y los objetivos de precios para los productos, así como

³⁹⁷ Ver: *Public Law 110-246: "Food, Conservation, and Energy Act of 2008"*

³⁹⁸ Ver: *Public Law 110-246: "Food, Conservation, and Energy Act of 2008"*

³⁹⁹ Ver: Ante este escenario, EEUU ha tenido la oportunidad de eliminar los programas de subsidios con un impacto nulo en los ingresos de los agricultores. Si se hubiera llevado a cabo un cambio de esta naturaleza, los efectos de los subsidios en los precios en el largo plazo hubieran quedado completamente removidos. Sin embargo, los subsidios persisten en la política agrícola de EEUU y probablemente seguirán existiendo. (Sumner, Alston, & Glauber, 2010)

ajustar los parámetros de otros programas, para reducir el impacto en los mercados. Este fue el enfoque del USDA, que había propuesto reducir las tasas de los préstamos a la comercialización e incrementar los pagos directos.⁴⁰⁰

En este contexto, la recientemente promulgada *"Farm Bill"* de 2014 ha dado un nuevo impulso a las energías renovables reautorizando y asignando \$880 millones para los programas energéticos establecidos en la Farm Bill del 2008, incluyendo el *"Biorefinery Assistance Program, the Biobased Marketing Program"* y el *"Biomass Crop Assistance Program"*. Es decir, la nueva ley agrícola extiende los programas de ayudas de acuerdo con los cambios en las políticas de promoción de biocarburantes introducidos por la *"Farm Bill"* del 2008. Asimismo, la nueva ley agrícola ha expandido el *"Biorefinery Assistance Program"* para incluir los productos de base biológica y la manufactura química renovable, así como programa *"Biopreferred"* para incluir los recursos forestales en el desarrollo de uso de la biomasa con fines energéticos.⁴⁰¹

En relación con las ayudas a la producción de biocarburantes no establecidas en los programas específicos, ha habido una serie de cambios importantes. La nueva ley agrícola rediseña la estructura de las ayudas a los cultivos agrícolas, expande la cobertura de seguro de cosechas, consolida los programas de conservación, reautoriza y revisa los programas de asistencia a la nutrición y se extiende la autoridad para asignar fondos para muchos programas del USDA. Este rediseño de las ayudas es aún más compatible con las disciplinas en materias de comercio agrícola de la OMC.⁴⁰²

Así, la nueva *"Farm Bill"* de 2014 reestructura los programas de ayudas tradicionales, al eliminar los programas de pagos directos y de pagos contra-cíclicos, así como al eliminar el programa ACRE (*Average Crop Assistance Revenue Election Program*). La mayoría de los recursos ahorrados en estos programas, se utilizan para compensar los costos de mantenimiento de otros programas de asistencia ante desastres y expandir la cobertura de seguros de los cultivos. Los productores ahora pueden elegir entre la cobertura de pérdida en precios o riesgo agrícola (*Price loss Coverage /Agricultural Risk Coverage*).

En relación con otro tipo de ayudas, como las ayudas para el desarrollo rural, la nueva ley extiende los programas de desarrollo rural del USDA Rural, y provee \$15 millones de ayudas al desarrollo de los negocios rurales y al crecimiento a través del *"Rural Microentrepreneur Assistance Program"*. Otorga además, \$150 millones para la infraestructura de agua y desagüe y reserva 10 % de ciertos programas para la inversión en el desarrollo y planificación regional de largo plazo. En relación con la Investigación se duplican los fondos para la iniciativa en la investigación de cultivos especiales-SCRI (*Specialty Crop Research Initiative*) de \$40 millones a \$80. Además, se asignan \$200 millones para financiar la fundación para la investigación agrícola. Asimismo, otorga \$30 millones anuales para el *"Farmer Market and Local Food Promotion Program"*, y continúa reservando fondos en el *"Business & Industry Loan Program"* para los negocios locales y regionales. Además, incrementa nuevos recursos para el control fitosanitario, y la prevención de desastres (\$62 millones anuales). La *"Farm Bill"* del 2014 proyecta un gasto de \$956000 millones para los siguientes 10 años, de los cuales

⁴⁰⁰ Ver: 12 2007 USDA Farm Bill Proposal. <http://www.usda.gov/documents/07finalfbp.pdf>

⁴⁰¹ Ver: *Public Law 113-79: "The agricultural Act of 2014 "*

⁴⁰² Ver: *Public Law 113-79: "The agricultural Act of 2014"*

\$756000 millones estarían destinados a la asistencia nutricional y 200000 millones para la parte de la agricultura.⁴⁰³

Desde la mitad de la década de los 2000s, el desarrollo de la industria del etanol carburante ha contribuido a incrementar los precios del maíz y de otros cultivos, de la mano de las políticas de ayudas vinculadas a la cadena de producción del biocarburante que buscan reducir los costes de producción y aquellas enfocadas en expandir la demanda del biocarburante en el mercado del transporte. Con los buenos precios en el mercado de “*commodities*”, y la restricciones derivadas de la regulación del mercado internacional agrícola, las políticas de ayuda al sector agrícola vinculado a los biocarburantes se han ido reestructurando y cambiando gradualmente durante la mayor parte de periodo analizado, hasta adoptar una nueva forma efectiva y más consistente con las actuales disciplinas de la OMC en materia de agricultura.

III.1.5. Política agro-energética en EEUU: Retrospectiva y análisis

Las ayudas a la agricultura han influenciado considerablemente el mercado de los productos susceptibles de ser usados para la producción de biocarburantes, principalmente cultivos como el maíz y las oleaginosas, usadas en la actualidad para la producción de etanol carburante y biodiesel. En sus inicios, la política agrícola estadounidense respondía a una serie de problemas vinculados al desarrollo rural de sector agrícola y en el contexto de una realidad social completamente distinta la actual. Tanto desde el punto de vista de la aportación de la economía agrícola al PIB estadounidense, como de la población empleada en el sector, los cambios experimentados durante el siglo XX han sido considerables. Entre estos cambios, la amplificación del problema de las sobreproducción en el mercado de granos como de oleaginosas, se ha ido incrementando durante este periodo, generando problemas con los precios de los productos, que han sido generalmente abordados por el gobierno federal mediante una política de protección y subvención, que para muchos ha retroalimentado los problemas de sobreproducción y bajos precios, haciendo dependiente a los productores agrícolas estadounidenses de las ayudas y afectando en el mercado internacional a los productores de otros países con menor capacidad de establecer medidas de protección para sus agricultores.

Los cambios en las políticas de apoyo al sector agrícola, han venido siendo afectadas por el desarrollo de los mercados alimentarios a nivel global, así como por la regulación del comercio internacional en materia de agricultura. Asimismo, las políticas de ayuda al sector han sido afectadas por la política medioambiental y energética del gobierno, que ha expandido el mercado de cultivos como el maíz y las oleaginosas, de los mercados puramente alimentarios, a los mercados de productos energéticos.

A pesar de que esta expansión hacia los mercados de energía ha favorecido significativamente al sector de los granos y las oleaginosas, y que esta política resulta ser un instrumento efectivo para enfrentar el problema de sobreproducción de las principales “*commodities*” agro-energéticas como el maíz, así como ante la gran competencia externa en los productos alimentarios de la soja, como la harina (torta) y el aceite vegetal, la envergadura del apoyo observado desde finales de la década de los años 1990s ha sido no solamente una respuesta a las demandas del sector agroindustrial, sino también, una respuesta política al déficit energético de carburantes y al incremento de los costes de

⁴⁰³ Ver: *Public Law 113-79: “The agricultural Act of 2014”*

la energía en el transporte, en un contexto de creciente importancia de la sostenibilidad medioambiental en los mercados energéticos.

Por un lado, las decisiones en materia de ayudas a la agricultura eran menos justificables en el plano internacional. La distorsión del comercio y el proteccionismo de las políticas agrícolas estadounidenses, en un contexto de mayor integración económica a nivel global, dilo lugar a un marco base para la regulación del comercio agrícola y a una autoridad con competencia para juzgar las acciones de los estados miembros de la OMC que vulnerasen las disciplinas acordadas multilateralmente en esta materia. Este nuevo marco jurídico e institucional, aunque no afectaba significativamente el nivel de ayudas estatales, establecía los primeros compromisos de reducción y de cambio de sentido en la forma en que se otorgaban los tipos de ayudas en mercados caracterizados por la alta protección de la agricultura, como EEUU o la UE. Con sus debilidades la nueva regulación internacional era un marco para el control de las acciones de los Estados que afectasen el comercio internacional que, como hemos señalado líneas arriba, podía concretarse en sanciones efectivas y desarrollar un "*Corpus Juris*" más restrictivo en la materia ayudas estatales a través de la jurisprudencia del panel de apelaciones de la OMC en el caso de disputas entre los Estados miembros. Este desarrollo, junto con la mayor capacidad de competir de los productores internacionales y en endémico problema de sobreproducción del sector, reducía el haz de posibilidades para la agroindustria.

Por otro lado, la política energética estadounidense ha estado históricamente ligada al uso del petróleo como principal fuente de energía primaria. Cuando el petróleo era económico y abundante, no había ningún incentivo para impulsar el desarrollo de nuevos productos energéticos. El mercado del transporte estadounidense, así como otros sectores industriales se desarrollaron sobre la base unos costes de la energía que parecían ser permanentemente marginales, y dentro de la política agrícola no había rastros de establecer medidas de uso de los cultivos como el maíz o la soja para producir aditivos energéticos. La confianza en el "*correcto funcionamiento*" de los mercados del petróleo, incrementaría en el largo plazo su dependencia energética en el combustible fósil.

El declive de la capacidad de producción propia, la pérdida progresiva en el control del mercado internacional por parte de la IOC occidentales, así como la emergencia de la OPEP y con ello los cambios en la distribución de la renta petrolera, cambiarían el panorama del mercado de la energía y finalmente de la política energética estadounidense. El incremento abrupto de los costes de la energía durante los 1970s sería el inicio de una nueva política de diversificación energética, y dado el fuerte acoplamiento de algunos sectores económicos, esta seguiría estando afectada por la evolución de los mismos costes del petróleo. La dependencia energética en el petróleo, se convertiría en una dependencia de los altos costes de las importaciones de energía y promovería el desacoplamiento gradual de los sectores más susceptibles a la diversificación de fuentes energéticas. Sin embargo, en el sector del transporte, donde la capacidad de sustitución está constreñida por las especiales características de la oferta y de la demanda, el desacoplamiento se tornaba mucho más difícil que en otros sectores de la economía.

Las fluctuaciones de los precios del petróleo han promovido medidas federales que han reducido las incertidumbres para el desarrollo de la industria de los biocarburantes en el largo plazo, y aunque han sido uno de los principales instrumentos de política energética en el transporte, en un contexto más amplio de políticas de diversificación tecnológica y de fuentes de energías, así como el

incremento de los recursos energéticos propios, el sector de los biocarburantes forma parte integral de la política agrícola estadounidense. En esta perspectiva, la convergencia de intereses energéticos y agrícolas, ha promovido el incremento de las ayudas al sector agrícola del maíz y de las oleaginosas como la soja, para destinar una considerable parte de su producción a los mercados regulados de carburantes, integrando los mercados alimentarios y los mercados energéticos en torno a los biocarburantes para el transporte.

Los biocarburantes como el etanol y posteriormente el biodiesel serían la respuesta para los problemas de sobreproducción en el sector agrícola, así como una importante contribución a la política de diversificación energética de Gobierno Federal. Por un lado, eran una forma de ayuda al sector agrícola, en un marco regulatorio internacional más restrictivo con las ayudas del Estado, y por otro lado era una posibilidad para incrementar la seguridad energética y contribuir al desarrollo medioambiental, al ser una de las pocas posibilidad de iniciar un programa de sustitución progresiva de combustibles fósiles en el transporte rodado.

Las justificaciones tradicionales de los programas de ayudas a la agricultura parecen no ajustarse a los datos actuales de la agricultura estadounidense, ni ser una medida efectiva contra el problema de sobreproducción, que afecta tanto a los productores nacionales, como a los internacionales. En el contexto de la política agraria estadounidense, las políticas de promoción de biocarburantes pueden ser entendidas entonces como una forma nueva de apoyo al sector agrícola, solo que actualmente es convergente con los intereses concretos del gobierno federal en el ámbito de la política energética y medioambiental, que se aplica en el mercado de carburantes para el transporte. Además, esta política parece ser bastante coherente con principios adoptados por la OMC para la regulación de las ayudas a los mercados agrícolas.

Sin embargo, estos intereses no siempre han coincidido en el tiempo. La existencia de las políticas de expansión observadas desde finales de las décadas de los 1990s, parece haber estado determinada por la convergencia de estos intereses en el ámbito agrícolas y en el ámbito energético-medioambiental en un determinado momento en el tiempo. Esta convergencia a su vez, estaría condicionada por el comportamiento de los costes de las “*commodities*” agrícolas en los mercados alimentarios, así como del crudo de petróleo en los mercados energéticos, incluyendo en esto últimos, los costes medioambientales derivados tanto de uso de combustibles fósiles como del propio uso de los biocarburantes.

Desde una perspectiva histórica, el análisis de la política agrícola por un lado y de la política energética por otro lado, nos ha permitido observar que los cambios en los mercado agrícolas y en las políticas que las afectan, así como los cambios observados en los mercados del energía y en su regulación, han tenido mucho que ver con el desarrollo de los biocarburantes en EEUU y probablemente la evolución de los mercados alimentarios y energéticos continúe afectando el desarrollo del mercado. En este sentido, consideramos que ha sido provechoso incluir la política agrícola como un factor de influencia en el análisis de la promoción de los biocarburantes como productos energéticos en EEUU, porque nos ha permitido observar una serie de elementos para comprender mejor porqué una industria alimentaria como la estadounidense, decide expandirse fuera de los límites tradicionales de los mercados agrícolas, y destinar una ingente cantidad de cultivos para cubrir las demanda regulada de los mercados de energía.

III.2. Análisis de los principales Instrumentos usados para la promoción del mercado de biocarburantes en EEUU

Las medidas usadas para la promoción de biocarburantes han abarcado una serie de instrumentos económicos y de mandato y control, enfocados, con distinta intensidad temporal, en el desarrollo de los eslabones de la cadena de valor de etanol, y más recientemente del biodiesel y otros biocarburantes avanzados. Aun cuando las primeras políticas de ayudas al sector se remontan a hace más de 40 años, desde finales de los 1990s y durante la década pasada, ha habido una plétora de programas de ayudas al sector de los biocarburantes en EEUU, que parecen haber sido establecidas para desarrollar y complementar las primeras medidas de apoyo al sector, en razón de la situación en los mercados de energía, así como de los precios y la evolución de las políticas en los mercados alimentarios. Entre los principales instrumentos económicos utilizados para expandir la producción podemos mencionar, los incentivos fiscales a la producción de biocarburantes, la protección arancelaria en la frontera, así como una serie de subvenciones y ayudas, aplicadas a lo largo de la cadena de producción. En el caso de las medidas para extender la demanda, las medidas más importantes, hasta la actualidad, son las de mandato y control. Éstas, establecidas originalmente como un instrumento medioambiental que regulaba el uso de aditivos oxigenantes en la gasolina, posteriormente darían lugar al establecimiento de obligaciones de uso de carburantes renovables en el transporte mediante los estándares de carburantes renovables conocidos como RFS-“*Renewable fuel standard*”.⁴⁰⁴

Asimismo la industria de biocarburantes ha venido siendo apoyada por varias políticas de ayudas estatales como: ayudas directas a la producción (de biocarburantes y materias primas), ayudas a la I+D+I para el desarrollo de nuevas rutas tecnológicas; garantías de préstamos y otros incentivos económicos para estimular las diferentes etapas de cadena de valor de los biocarburantes. Una amplia gama de ayudas federales de diferente naturaleza también se vienen aplicando para apoyar la demanda y la infraestructura de biocarburantes. Los incentivos incluyen por ejemplo: deducciones o créditos fiscales para la adquisición de vehículos de consumo alternativo o la instalación de infraestructura de suministro de carburantes alternativos, subvenciones federales para la conversión de viejas flotas vehiculares hacia nuevas tecnologías de consumo de carburantes renovables, incentivos económicos a la industria automotriz para la producción de Vehículos de Consumo Alternativo, así como ayudas al consumo directo de biocarburantes.

Los programas aplicados para promover el mercado de biocarburantes han sido instrumentos de políticas públicas generalmente de naturaleza multisectorial, que convergen en el mercado de carburantes para el transporte y que tiene entre sus principales objetivos, el desplazar el uso de carburantes fósiles, al incrementar la demanda y la oferta de carburantes alternativos de origen

⁴⁰⁴ Para algunos autores, las políticas que han formado el núcleo de la promoción de la industria de los biocarburantes a los largo de los últimos 30 años han sido: los créditos fiscales a la mezcla y producción de biocarburantes, el establecimiento de aranceles especiales a la importación de etanol para proteger la industria nacional de biocarburantes importados más económicos, y desde 2005 las obligaciones de uso de biocarburantes para garantizar la demanda interna. Ver: (Schnepf R. , 2012).

biológico, y fundamentalmente de producción nacional.⁴⁰⁵ En un mercado hasta hoy en día dominado por los carburantes fósiles, la variedad de los instrumentos económicos y regulatorios usados para incrementar la competitividad de los carburantes renovables como el etanol o el biodiesel, es muy grande. Sin embargo, nosotros nos enfocaremos en los principales instrumentos que han tenido un gran impacto en el desarrollo del mercado de EEUU, por tanto, los aplicados a nivel Federal. Los instrumentos de promoción de los biocarburantes se encuentran actualmente administrados por 5 Agencias Federales:⁴⁰⁶

El Departamento del Tesoro, a través del IRS (*Internal Revenue Service*), se encarga de administrar los créditos fiscales y las deducciones para los carburantes alternativos y para las adquisiciones de vehículos de tecnologías avanzadas, la expansión de infraestructura de abastecimiento, así como los incentivos para la producción o distribución de carburantes alternativos (biocarburantes). Cabe resaltar que muchos de los incentivos administrados por el IRS han expirado recientemente pudiendo ser o no ser restablecidos.

El Departamento de Energía-DOE, a través principalmente de EEERE (*Office of Energy Efficiency and Renewable Energy*) administra programas en I+D+I para los carburantes avanzados y la tecnología aplicada en el transporte, además de programas subvencionados para el despliegue de carburantes y vehículos alternativos, así como programas de préstamos para promocionar la fabricación de vehículos con alta eficiencia energética.

El Departamento de Transporte-DOT, a través de la FHWA (*Federal Highway Administration*) y la FTA (*Federal Transit Administration*), administra programas subvencionados para la implementación de “Carburantes Limpios” para buses y otros vehículos de consumo de carburantes alternativos. Además el DOT, a través de la NHTSA (*National Highway Traffic Safety Administration*), también administra los estándares CAFE (*Federal Corporate Average Fuel Economy*), que incluyen incentivos para la producción de vehículos de consumo de carburantes alternativos como los biocarburantes.

La Agencia para la Protección Ambiental-EPA, a través de la OTAQ (*Office of Transportation and Air Quality*), administra el RFS (*Renewable Fuel Standard*), que establece obligaciones de uso de biocarburantes en el transporte. La EPA también administra programas subvencionados para el reemplazo de viejos motores diésel con nuevas tecnologías.

El Departamento de Agricultura USDA, a través de la RBS (*Rural Business-Cooperative Service*), administra programas de subvenciones, préstamos y garantías de préstamos para la expansión de la producción agrícola de materias primas para industria de biocarburantes, para impulsar el I+D+I en biocarburantes y bioenergía, así como para establecer y expandir las instalaciones de producción de biocarburantes, bioenergía y productos de base biológica.

Entre estas agencias, la principal responsabilidad de la implementación de los programas de promoción de los biocarburantes recae en la EPA, el DOE y las USDA. A continuación pasaremos a

⁴⁰⁵ La política de diversificación energética en el transporte, va más allá de los carburantes renovables, alcanzando otras opciones como la electricidad, el gas natural y en general cualquier alternativa que siendo de producción nacional, presente una ventaja económica frente al coste de las importaciones de energía.

⁴⁰⁶ Ver: (Cunningham, Roberts, Canis, & Yacobucci, 2013).

analizar los principales instrumentos utilizados para la promoción del mercado de biocarburantes en EEUU en la actualidad.

III.2.1. Obligaciones de consumo de carburantes renovables: “*The Renewable Fuel Standard-RFS*” y otros Instrumentos de mando y control

En este apartado desarrollaremos el análisis de uno de los más importantes instrumentos aplicados en EEUU a nivel federal para la promoción del uso de biocarburantes en el transporte rodado: las obligaciones de uso mínimo de carburantes renovables en el transporte. Este instrumento adopta en la regulación estadounidense la denominación de Estándar de Carburante Renovable o “*RFS*” por sus siglas en inglés. Mediante el RFS se busca asegurar que un volumen mínimo de biocarburantes sea consumido como parte del suministro total de carburantes que cada año.

Gran parte de estos mandatos ha venido siendo cubiertos con producción de etanol de granos de maíz, aunque el enfoque actual de la regulación, busca promover nuevas rutas tecnológicas para el desarrollo de la industria de biocarburantes de segunda generación, como el etanol de celulosa, así como la expansión del uso de biodiesel. Otros instrumentos de mando y control como los estándares de uso de oxigenantes para el control de emisiones, o las obligaciones de renovación de flotas públicas han favorecido, directa o indirectamente, el incremento de la demanda de etanol desde la década de los 1990s.

Mediante la promulgación de la ley Pública 109-58 el Congreso de los Estados Unidos estableció la primera versión del RFS en la “*Energy Policy Act*” de 2005, conocido comúnmente como el RFS-1. Se trataba de un mandato de un uso mínimo a través de un calendario de consumo, que alcanzaba los 4000 millones de galones de biocarburantes para el año 2006, y se incrementaba año a año hasta alcanzar los 7500 mil millones de galones en 2012. Dos años después mediante Ley Pública 110-140 el congreso promulgaría la “*Energy Independence and Security Act de 2007*” que expandiría notablemente los mandatos de uso de los biocarburantes, estableciendo en primer término su uso en 9000 para 2009 y 3600 millones para 2022. Además, establecería un tope para el uso de etanol obtenido de almidón de maíz de 15000 millones y un uso mínimo de biocarburantes de celulosa de hasta 16000 millones, estableciendo requerimientos de uso especiales para nuevas categorías establecidas en las EISA como, la categoría de Biocarburantes Avanzados y la categoría de Diésel Obtenido de Biomasa.

La “*Environmental Protection Agency*” o EPA es el órgano que regula y administra el programa RFS con el fin de hacer cumplir los volúmenes de uso mínimo de biocarburantes de acuerdo con lo establecido en el marco legal de la EISA-2007 y la EPACT-2005, por lo que el análisis del desarrollo regulatorio está basado principalmente en las regulaciones de este órgano federal así como en las normas legales promulgadas por el congreso. En los puntos siguientes analizaremos cómo funciona el RFS en la actualidad, teniendo en cuenta principalmente las modificaciones legales introducidas por la EISA-2007.

III.2.1.1. Antecedentes: El uso del etanol para la protección ambiental: “*The Clean Air Act*” y la regulación para el uso de oxigenantes en la gasolina”

Las políticas medioambientales han sido muy importantes para el desarrollo del mercado de biocarburantes en EEUU. La expansión del mercado automotor luego de la segunda guerra mundial dio lugar a las primeras preocupaciones sobre la contaminación del aire en las ciudades causada por las emisiones derivadas el uso de combustibles fósiles en los vehículos de transporte rodado. La más importante de estas políticas ha quedado plasmada en la regulación y las sucesivas modificaciones de La “*Clean Air Act*” (CAA).⁴⁰⁷ La CAA es una ley de ámbito Federal que regula las emisiones aéreas producidas en fuentes estacionarias y móviles. Entre una serie de medidas, la CAA autoriza a la EPA a establecer estándares ambientales de calidad del aire a nivel nacional (NAAQS), con el fin de proteger la salud y el bienestar público así como para regular las emisiones de peligrosos contaminantes del aire.⁴⁰⁸

Con la promulgación de la CAA de 1970 se autorizó el desarrollo de una regulación más comprehensiva a nivel federal y estatal para limitar tanto las emisiones estacionarias como móviles.⁴⁰⁹ Los estándares de calidad del aire (NAAQS) fueron expandidos significativamente por la EPA desde la promulgación de la “*Clean Air Act*” de 1970, con el fin de controlar la contaminación de las ciudades. Este nuevo marco legal permitía la regulación de los aditivos de los carburantes y específicamente la reducción sustancial del uso de plomo (usado desde 1920 para incrementar el octanaje de la gasolina). Como efecto de la nueva regulación de la EPA, se inició el uso de sustitutos del plomo para el incremento del octanaje de la gasolina, principalmente el MTBE y otros aditivos entre los cuales estaba reconocido el etanol de origen biológico (de maíz).

Esto marcaría el renacimiento del mercado etanol carburante como aditivo de la gasolina y el inicio de la producción de este por parte del sector agroindustrial. Sin embargo, sin incentivos económicos a la producción de etanol, y con la industria del refino produciendo MTBE como aditivo de la gasolina (obtenido generalmente de gas natural), este último dominaría el mercado de aditivos en gran parte de este periodo, especialmente fuera de las fronteras del Medio Oeste estadounidense donde se usaba etanol de maíz como aditivo de la gasolina. Aún con todo, esta medida marcaría el resurgimiento del uso energético el etanol. Esta medida de demanda, junto a los estímulos a la producción aplicados a finales de la década, daría lugar a un incremento de la producción del biocarburante, que se acrecentaría conforme ganaba cuota en el mercado de aditivos de la gasolina.

⁴⁰⁷ Los orígenes de la CAA se pueden remontar a los años 1950s en los que se manifiestan las primeras inquietudes por la contaminación de las ciudades. La ley de Control de la Contaminación de 1955 fue una de las primeras leyes federales relativas al control de la polución del aire, estableciendo una serie de subsidios para promover la investigación en el control de la contaminación del aire. Posteriormente, la *Clean Air Act* de 1963 fue la primera ley federal que estableció un programa federal dentro de Servicio de Salud Pública para promover el desarrollo de técnicas de control de la contaminación del aire. En 1967 la CAA permitió al gobierno federal expandir sus control de la contaminación en el ámbito del transporte interestatal, así como establecer mecanismos más extensivos de monitoreo del medioambiente. Ver: (US-EPA, 2012a).

⁴⁰⁸ Ver: (US-EPA, 2012a).

⁴⁰⁹ Se establecieron cuatro grandes programas para el control de las fuentes estacionarias de emisiones, a la vez que se promulgó la Ley Nacional de Política Medioambiental que creaba la *Environmental Protection Agency*- EPA, cuya misión sería velar por el cumplimiento de las diferentes exigencias legales establecidas en aquellos programas de control de ambiental. Posteriormente, con la CAA de 1977 se establecieron provisiones para la prevención de los deterioros significativos de la calidad del aire en las áreas donde funcionaban los estándares NAAQS, así como en áreas donde estos estándares no funcionaban. Sin embargo, el rol de los biocarburantes, no adquiriría una notable importancia sino hasta la llegada de las modificatorias introducidas por la CAA de 1990, cuyas provisiones para cumplir y mantener los estándares de las NAAQS, modificaron y expandieron sustancialmente las reglas anteriores, además de incrementar la autoridad y la responsabilidad del gobierno Federal en materia medioambiental. Ver: (US-EPA, 2012a).

Posteriormente, se darían nuevas medidas carácter medioambiental para expandir el consumo de aditivos a la gasolina. Con la promulgación de CAA de 1990 se requiere el uso de carburantes especiales en áreas donde los niveles de contaminación del aire exceden persistentemente los NAAQS, o que afectan la calidad del aire de áreas cercanas que fallan reiteradamente en cumplir los estándares, (*Nonattainment areas*)⁴¹⁰.

Con este fin, las provisiones de la CAA de 1990 establecieron dos Programas que permitían expandir el uso del etanol: El Programa para la Oxigenación de Los Carburantes-Oxyfuel⁴¹¹ y el Programa para la Gasolina Reformulada-RFG⁴¹². La Gasolina Federal Reformulada (RFG) debe ser usada en extremas o serias localizaciones con contaminación troposférica de ozono (*Nonattainment Areas*). Asimismo, otras áreas con menos serios problemas de ozono, también podían participar en el Programa RFG, como una manera de cumplir con los NAAQS.⁴¹³

Estos programas tenían como objetivo el control de las emisiones de monóxido de carbono y los problemas de contaminación por ozono en ciertas áreas urbanas alrededor del país, para lo cual establecían una serie de requerimientos de control para los carburantes, y principalmente a la gasolina. Uno de los requerimientos más importantes fue el establecimiento de obligaciones de mezcla con carburantes oxigenados, en una proporción del 2 % del volumen en el caso del Programa RFG, y del 2,7 % en peso en el caso del Programa “Oxyfuel”.⁴¹⁴

Entre los principales productos que podían cumplir con la función de oxigenación de la gasolina, establecida en el mandato de mezcla se encontraba el metanol y el etanol. En consecuencia la demanda de estos carburantes oxigenados, metanol y etanol, se incrementó notablemente. De acuerdo con Schnepf (2012), el etanol era el oxigenante preferido por los Estados del medio-oeste de EEUU, conocido como el cinturón de maíz del medio oeste o “*Corn belt*”, donde era producido; mientras que el MTBE era usado en casi todo el mercado de RFG restante en el país.⁴¹⁵

⁴¹⁰La designación de un área como “*Nonattainment area*” es un proceso formal de regulación llevado a cabo por la EPA y se determina una vez que los estándares de calidad de aire han sido excedidos por varios años consecutivos. Para mayor información Ver: (Scorecard, 2012)

⁴¹¹ Ver: 42 USC 7545 (m) of 1994

⁴¹² Ver: 56 Federal Regulation-311176, 31218 of 1991

⁴¹³ Alrededor de 17 Estados (124 condados con una población total de 73,6 millones), además del Distrito de Columbia, estaban en el Programa RFG. Asimismo, en las “*Nonattainment áreas*” con altos niveles de contaminación por monóxido de carbono, se requiere el uso de carburantes oxigenados en los meses de invierno. En noviembre del 2005, 12 áreas se encontraban implementando el programa, de las cuales 5 lo implementaban como obligación y 7 como medio de control voluntario de la contaminación. Ver: (Yacobucci, 2006).

⁴¹⁴ Ver: 56 Federal Regulation-311176, 31218 of 1991

⁴¹⁵ Como hemos observado líneas arriba, la CAA establecía una obligación de 2 % de carburantes oxigenados dentro del programa RFG. Los refinadores de petróleo cumplían este requerimiento añadiendo una cantidad de éter o alcoholes, cualquiera de los cuales contenía oxígeno y otros elementos. Hasta la promulgación de la nueva *EPAAct-2005*, el aditivo para oxigenación más utilizado fue el MTBE. En 1999, 87 % de la gasolina reformulada contenía MTBE, una proporción que se redujo al 46 % en 2004. Además, el MTBE había sido usado desde los años 1970s en la gasolina convencional como potenciador del octanaje, tanto en EEUU como en otras partes del mundo, habiendo o no requerimientos de mezclas reformuladas de gasolina. Ver: (Yacobucci, Tiemann, & McCarthy, 2006).

Cabe resaltar que el MTBE es un oxigenante producido en las refinerías de petróleo, por lo que los mandatos y beneficios fiscales para su uso en mezclas con gasolina beneficiaban, al igual que la gasolina y el diésel, a la industria del petróleo.⁴¹⁶

Con el fin de promover un mayor uso del etanol, la exención fiscal del impuesto a los carburantes, y el crédito al impuesto a la renta de las compañías encargadas de las mezclas o “blenders”, aplicados al etanol, fueron modificados con la promulgación de las *EPAAct-1992*, favoreciendo el uso de etanol en los programas de oxigenación.⁴¹⁷

Posteriormente, desde la mitad de los años 1990s, la adición de MTBE para el cumplimiento del estándar de gasolina reformulada empezó a generar preocupaciones de carácter ambiental. El aditivo había causado numerosos incidentes de contaminación de aguas subterráneas y potables en muchas partes del país. La principal causa de la contaminación del agua, había sido la fuga de petróleo de tanques de almacenamiento subterráneo del aditivo, detectándose esta clase de fugas en al menos 36 estados.⁴¹⁸

De acuerdo con Johnson y Libecap (2001), en 1994 la regulación de la EPA para desarrollar la ley, intentó establecer un mandato consistente en que al menos 30 % de los oxigenantes usados en los dos programas de control de la contaminación del aire de la CAA de 1990, fuera etanol. Sin embargo, la regulación fue revocada en los tribunales. Sin embargo, en 1999 el gobierno del Estado de California, al descubrir que era un agente altamente contaminante de las aguas subterráneas y superficiales, prohibió el uso del MTBE, estableciendo su interdicción definitiva desde el 1 de enero del 2003.⁴¹⁹

Los problemas de contaminación y la relación del oxigenante fósil con las enfermedades carcinogénicas, llevaron otros estados como New York y Connecticut a prohibir la oxigenación con MTBE desde 2004, y posteriormente la prohibición se extendió a más de 25 Estados de la Federación. Estas prohibiciones tuvieron un efecto expansivo de la cuota de mercado del etanol y de su consolidación en el mercado de oxigenantes para gasolina, principalmente en el mercado de gasolina reformulada.⁴²⁰ Asimismo, con las restricciones legales al uso del MTBE en muchos Estados, las inversiones en el sector de los biocarburantes se incrementaron.⁴²¹

⁴¹⁶ Ver: *Public Law 101-549, Clean Air Act Amendments of 1990*

⁴¹⁷ La *EPAAct-1992* extendía las exenciones fiscales del impuesto a los carburantes y el crédito al impuesto a dos proporciones adicionales específicas de mezclas de gasolina con etanol menores al 10 %. Las mezclas con etanol fueron establecidas en 7,7 % y 5,7 % del volumen final de la gasolina, que sirvieron como incentivos para promover las mezclas de gasolina y etanol en los Programas de Oxigenación de Carburantes y de Gasolina Reformulada; siendo este último el más grande mercado para la producción de etanol por muchos años antes de la aparición del RFS1 (más del 30 % de la gasolina vendida en EEUU, era gasolina reformulada en 2006. Ver: *Public Law 102-486* y (Caldwell, 2007).

⁴¹⁸ Ver: (Yacobucci, Tiemann, & McCarthy, 2006).

⁴¹⁹ Ver: *California Executive Order Nº D-5-99*. Luego de que la EPA denegara la petición del Estado de California de exonerar del requerimiento de gasolina reformulada, el Estado impugnó dicha resolución en el Noveno Circuito de Apelaciones. Ver: (Rhodes, 1999) y (McGarity, 2004).

⁴²⁰ Ver: (Koplow, 2006).

⁴²¹ El número de plantas de producción de etanol creció de 50 en enero de 1999 a 81 en enero del 2005. Como consecuencia, la producción de etanol empezó un ritmo de aceleración que alcanzó los 3,9 millones en 2005, con uso del 14 % de la producción de maíz como principal materia prima. Ver: Schnepf (2012).

Con la promulgación de “*American Jobs Creation Act*” de 2004 se eliminaron los niveles de mezclas de oxigenación de 5,7 %, 7,7 % y 10 %, para dar mayor flexibilidad a las compañías en la elección de la proporción de mezcla más adecuada, de acuerdo con sus necesidades de octanaje y volumen.⁴²² La pugna por la eliminación de los programa de oxigenación de la gasolina que habían favorecido a la industria de etanol en perjuicio de la industria de MTBE, terminaron por establecer un estándar de mayor envergadura que los programas de oxigenación, el RFS1.⁴²³

Como consecuencia, en el año 2005 se promulgaría la “*Energy Policy Act*” del 2005 que derogaría la CAA-1990 en lo referente al uso de carburantes oxigenados para cumplir el programa de gasolina reformulada RFG, estableciendo el primer estándar de uso de carburantes renovables, el RFS-1.⁴²⁴

III.2.1.2. El Estándar de Carburantes Renovables de 2005: “*Renewable Fuel Standard-RFS1*”

Uno de los principales instrumentos regulatorios para promover la demanda de etanol carburante en EEUU y otros carburantes renovables como el biodiesel, son los Estándares de Carburantes Renovables conocidos en EEUU como los RFS (*Renewable Fuels Standards*). Mediante Ley Pública Nº 109-58 de 2005 se promulga la Ley de Política Energética (*Energy Policy Act-2005*), estableciéndose un objetivo vinculante de incremento del volumen de combustibles renovables. Este objetivo sería alcanzado por medio de un estándar de consumo, aplicado sobre el volumen comercializado en el mercado de carburantes de automoción. Así, el “*Renewable Fuel Estándar-RFS1*”, estaría dirigido a incrementar la demanda de carburantes renovables en el mercado de combustibles líquidos para el transporte de EEUU.

En la sección 1501 de las Provisiones Generales, previstas en el Título XV, referido al Etanol y los combustibles para motor, se regula por primera vez el contenido de energías renovables para la gasolina. El programa de combustibles renovables establece que el Administrador del programa (en este caso la EPA) promulgará las regulaciones que aseguren que la gasolina vendida o introducida

⁴²² Ver: *Public Law 108-357, American Jobs Creation Act of 2004*

⁴²³ Por un lado, el apoyo a la modificatoria de la CAA para eliminar el requerimiento de oxigenantes en la gasolina estaba respaldado por la industria del petróleo, los grupos medioambientales y los Estados que querían adecuar sus estándares a sus propias necesidades locales. Estos grupos tenían interés en la revocación de los estándares de oxigenación principalmente porque consideraban que la gasolina puede alcanzar los mismos niveles de emisiones establecidos en los estándares sin el uso de oxigenantes. Por otro lado, los intereses de los agricultores se oponían a la promulgación de una nueva ley que revocara los requerimientos de oxigenación de la gasolina. De acuerdo con el USDA (2006), alrededor del 13 % del total de los cultivos son usados para la producción de etanol para su uso como oxigenante. La prohibición en algunos estados del MTBE había incentivado la demanda de etanol, a causa del requerimiento de mezcla del Programa RFG, por lo que si se determinaba la eliminación del estándar del programa de oxigenación, los estados con grandes industrias de etanol y de gran producción de materias primas como el grano de maíz, perderían buena parte de su mercado. No mucho después, del debate entre los grupos de interés, aparecieron nuevas propuestas para el uso de etanol carburante, dando lugar a las negociaciones en el proceso legislativo que daría lugar a la promulgación de los primeros objetivos de uso obligatorio de etanol y su regulación a través del RFS-1. Ver: (Yacobucci, Tiemann, & McCarthy, 2006).

⁴²⁴ La norma establece la eliminación del cumplimiento del Programa RFG mediante el estándar de oxigenación, sin embargo no prohíbe el uso del MTBE, por el contrario, flexibiliza la manera de reducir las emisiones de sustancias tóxicas en el programa RFG con o sin carburantes oxigenados. Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005*.

dentro del comercio de los EEUU, contenga, sobre una base media anual, un volumen de combustibles renovables.⁴²⁵

Esta misma norma se establecía un calendario del volumen aplicable de combustibles renovables que iba desde 2006 hasta 2012. Desde 2013 en adelante, el volumen aplicable sería determinado por la EPA en coordinación con la Secretaría de Agricultura y la Secretaría de Energía.⁴²⁶ El volumen debía tener en cuenta el impacto de la implementación del programa durante el periodo 2006-2012, en una serie de variables como: el medioambiente, la calidad del aire, la seguridad energética, la creación de empleo, el desarrollo económico del sector rural; así como la tasa anual esperada de producción futura de combustibles renovables incluyendo etanol de celulosa.⁴²⁷ En la tabla III-3 podemos observar el primer calendario de volúmenes de carburantes renovables previstos en la EAct-2005.

Tabla III – 3: Volúmenes aplicables en la EAct-2005

Año Calendario	Volumen Aplicable de Combustibles Renovables (billones de galones)
2006	4,0
2007	4,7
2008	5,4
2009	6,1
2010	6,8
2011	7,4
2012	7,5

Fuente: PUBLIC LAW 109–58: Energy Policy Act of 2005.

Definición del RFS1

El RFS es básicamente la ratio entre la cantidad de combustibles renovable especificada en la EAct-2005 para ese año y el volumen proyectado de gasolina no renovable consumida para ese año en los 48 Estados contiguos. Mientras que la cantidad total de combustibles renovables para un año dado, es establecida en la EAct-2005, la ley prevé que sea la EPA la que estime la cantidad total de gasolina que será vendida o introducida en el comercio para ese mismo año.⁴²⁸ El nivel del porcentaje del estándar se reduce si los Estados de Alaska, Hawaii o un territorio de EEUU elige participar en el Programa RFS1, en vista que la gasolina producida o importada dentro de aquellos territorios estaría sujeto al estándar.⁴²⁹

⁴²⁵ Ver: Public Law 109–58: Energy Policy Act of 2005.

⁴²⁶ El volumen mínimo aplicable desde 2013 se obtendría de la multiplicación del número de galones de gasolina que el Administrador estime que será vendido o introducido dentro del comercio en el año calendario por la ratio resultante de 7500 millones de galones de combustibles renovables y el número de galones de gasolina vendidos o introducidos en el comercio en el año calendario 2012.

⁴²⁷ Ver: Public Law 109–58: Energy Policy Act of 2005.

⁴²⁸ La EPA es la institución encargada de convertir los volúmenes nacionales agregados de combustibles renovables especificadas en la EAct-2005, en los correspondientes Estándares de Combustibles Renovables-RFS, que estarán expresados como un porcentaje de la producción o importación de gasolina.

⁴²⁹ Ver: Environmental Protection Agency -EPA(2007): Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program; Final Rule. 40 CFR, Part 80.

La EPA, basándose en una estimación sobre los volúmenes de gasolina previstos para el siguiente año calendario por la EIA del Departamento de Energía, podría determinar los porcentajes obligatorios necesarios para alcanzar los requerimientos establecidos en la Ley. Estos porcentajes podrían ser expresados en términos del volumen de gasolina vendida o introducida en el mercado de EEUU, consistiendo en un porcentaje anual sobre la gasolina introducida en el mercado, aplicado obligatoriamente a los refinadores, mezcladores e importadores del carburante. Además cada galón etanol de celulosa y aquel obtenido del procesamiento de desperdicios podría contar, para el cumplimiento de los objetivos generales de consumo, como 2.5 galones de combustibles renovables.⁴³⁰

Para después de 2012 la EAct-2005 establecía que el volumen aplicable de combustibles renovables requieran un mínimo de 250 millones de galones que sean obtenidos de biomasa celulósica. Este valor es estimado por la EPA como un porcentaje obligatorio de la producción para 2013. De esta manera a partir de 2013 en adelante, las partes quedaban sujetas al cumplimiento de dos estándares RFS: Un estándar para combustibles renovables obtenidos de biomasa no-celulósica y otro estándar para combustibles obtenidos de biomasa de celulosa. Tres meses después de la promulgación de la EAct-2005, en Diciembre de 2005, la EPA estableció un estándar legal supletorio, con el requerimiento de 2,78 % de combustible renovable sobre la gasolina vendida o dispensada en el año calendario 2006.⁴³¹

Sujetos obligados a cumplir el estándar RFS1

De acuerdo con la EAct (2005), bajo el programa del RFS1 los operadores que produzcan o importen gasolina para su consumo en EEUU, quedarán sujetos a la obligación de un volumen de combustibles renovables basada en la aplicación de estándar RFS1. Las partes obligadas determinarán el nivel de sus obligaciones al multiplicar el porcentaje del estándar RFS1 por su volumen anual de producción o importación de gasolina. El resultado sería el volumen de combustible renovable que cada parte tendría que asegurar que esté disponible para las mezclas antes de su consumo en el mercado, así como el otorgamiento de créditos en el caso de otros combustibles renovables que no se mezclan con la gasolina. En la determinación del volumen de producción anual de gasolina, las partes obligadas deben, además de suministrar toda la gasolina producida o importada para su uso en los 48 Estados contiguos de los EEUU, reservar el stock de mezcla reformulada de compuestos oxigenados y el stock de mezclas oxigenadas. Para los refinadores e importadores esto incluye la gasolina producida o importada a la que le ha sido añadida compuestos oxigenantes como el etanol.⁴³²

De acuerdo con la cláusula (iii) de la EAct-2005, la regulación deberá contener provisiones que aseguren el cumplimiento de los requerimientos de participación de energías renovables de la ley por parte de los refinadores, mezcladores, distribuidores e importadores, sin que ello pueda

⁴³⁰ Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

⁴³¹ Ver: *Environmental Protection Agency (2007): Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program; Final Rule. 40 CFR Part 80.*

⁴³² Ver: *Environmental Protection Agency (2007): Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program; Final Rule. 40 CFR Part 80.*

significar alguna imposición de uso de combustibles renovables por galón de carburante o restringir las áreas geográficas donde el combustible renovable pueda ser usado.⁴³³

C. Determinación del cumplimiento del RFS1

Muchos aspectos del programa requerían desarrollos adicionales por parte de la EPA. La agencia debía desarrollar la regulación necesaria para asegurar el éxito de la implementación del programa, basándose en el marco legal establecido en la EPAAct-2005. Por ejemplo, el RFS1 se apoyaba en un programa de créditos transferibles, que podían ser comercializados por refinadores, mezcladores o importadores, con el fin de poder cumplir los mandatos establecidos por la EPA. El programa sería promulgado por la EPA, así como la determinación de quien generaría los créditos, las condiciones de transferencia, así como la cantidad y el valor de los créditos para diferentes tipos de carburantes renovables. El sistema de créditos transferibles era un elemento integral para reforzar los mecanismos de cumplimiento de la ley. Como las partes responsables de cumplir con el RFS1 no son generalmente quienes producen los carburantes renovables o los que los mezclan con la gasolina, surge la necesidad de mecanismos de mercado, para poder asegurar que los medios para demostrar el cumplimiento del RFS1 estarán a disposición de las partes obligadas.⁴³⁴

De acuerdo con la EPA (2007), en el Programa RFS, a cada galón de combustibles renovable producido o importado dentro de los EEUU le corresponde un único RIN el que se usa como moneda de cambio en el mercado créditos transferibles. Un bloque de RINs sería asignado para un lote de combustibles renovables que sea válido para cumplir con los propósitos del programa RFS1. El RIN representa una prueba de producción que luego pasa a ser una prueba de consumo. Esto porque casi todo el combustible renovable (producido o importado) debe ser consumido o exportado. Por ejemplo, el etanol desnaturalizado o el biodiesel producido para ser usado como carburante, no tienen usos más significativos que como carburantes. Por lo cual, una parte obligada demuestra su cumplimiento con el RFS al acumular suficientes RINs para cubrir su volumen obligatorio individual. No importa si la parte obligada usa por sí misma el combustible renovable, debido a que cada obligación individual servirá para asegurar que cierta cantidad de combustibles renovables fue usada por ellos mismos o por otros, sirviendo los RINs como evidencia del cumplimiento de este cierto volumen de combustible renovable.⁴³⁵

Estos RINs debían ser transferidos con el combustible renovable, como la propiedad de un volumen de combustible renovable es inicialmente transferida a través del sistema de distribución. Una vez que el combustible renovable es obtenido por las partes obligadas o mezclados efectivamente con un carburante para motor, el RIN podría ser separado del lote del combustible renovable y entonces

⁴³³ De acuerdo con la EPAAct-2005: El término combustibles renovables alude al carburante para motores que es producido por grano, almidón, semillas oleaginosas, materiales vegetales, animales o materiales de pescado, incluyendo grasas, cebo y aceites, caña de azúcar, remolacha azucarera, componentes azucareros, tabaco, patatas u otra biomasa; que es usada en sustitución en mezclas carburantes en los vehículos de automoción, como sustitución de los combustibles fósiles. Además la norma considera también combustible renovable al gas natural obtenido de fuentes de biogás, que incluyen el relleno sanitario, el tratamiento de aguas residuales, el corral de engorde o cualquier otro lugar de descomposición de material orgánico. Dentro de esta amplia gama de combustibles renovables se encuentran el bioetanol, de maíz y celulosa, así como el biodiesel.

⁴³⁴ Ver: *Public Law 109-58, Energy Policy Act of 2005.*

⁴³⁵ Ver: *Environmental Protection Agency-EPA (2007): Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program; Final Rule. 40 CFR Part 80*

poder ser usado para fines de cumplimiento, conservados o comercializados.⁴³⁶ Por ejemplo, si alguno de los operadores mencionados líneas arriba comercializaba gasolina con un contenido mayor que el previsto en el RFS1, generaría unos créditos que podría transferir a otros operadores que tuvieran algún déficit de cumplimiento del RFS1, en los doce meses siguientes a la generación de los créditos.⁴³⁷

Asimismo, las previsiones de la EAct-2005 establecerían una serie de exoneraciones al cumplimiento de las regulaciones establecidas por la EPA por parte de los Estados. En general el Administrador, en consulta con la Secretaría de Agricultura y la Secretaría de Energía, podría exonerar total o parcialmente, el cumplimiento de los requerimientos establecidos en Programa de Combustibles Renovables, a petición de uno o más Estados cuando la implementación de los requerimientos de combustibles renovables pueda afectar severamente la economía o el medioambiente de un Estado, región o de los EEUU, o cuando haya un inadecuado suministro doméstico.⁴³⁸

A pesar de las previsiones legales, el estándar RFS1 no fue determinado durante los primeros años. El uso del etanol carburante fue óptimo según las previsiones legales. Las condiciones de la oferta y la demanda de etanol eran por sí mismas suficientes para generar los incentivos necesarios para alcanzar los objetivos de uso de carburantes renovables previstos en la ley. En este escenario, las previsiones de la EPA no dieron lugar a un desarrollo regulatorio de los estándares.⁴³⁹ Para la OCDE

⁴³⁶ Los RINs son válidos para el año calendario en el que ellos son generados o para el siguiente año calendario. Si una parte obligada no puede acumular los suficientes RINs para cumplir con su obligación en un determinado año, este debe cargar con un déficit de cumplimiento sobre el año siguiente, mientras el déficit y la obligación sean cubiertos el próximo año. Asimismo, para evitar que los RINs sean usados preferencialmente para cubrir las obligaciones y eludan la limitación de la duración de la validez de 12 meses del RIN después de su generación; se establece un tope para la cobertura de la obligación de combustibles renovables con los propios RINs generados en el año anterior en un 20 % de la nueva obligación en el año vigente. De esta manera no hay la posibilidad de causar un exceso de uso de combustibles renovables en los años sucesivos con el fin de acumular una cantidad de RINs que puedan deprimir la demanda en los años siguientes. Ver: *Environmental Protection Agency (2007): Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program; Final Rule. 40 CFR Part 80.*

⁴³⁷ Ver: *Public Law 109-58, Energy Policy Act of 2005.*

⁴³⁸ Las exoneraciones se harían después de una evaluación de los suministros y precios del combustible renovable, los suministros de mezclas y la capacidad del sistema de suministro y distribución. Asimismo, la EAct-2005 exonera las pequeñas refinerías de los requerimientos establecidos por el RFS1 hasta el periodo de cumplimiento en 2011. La EPA excluye la gasolina producida en estas refinerías para el cálculo del volumen total de gasolina renovable usada para determinar el porcentaje, para lo que se aplica un porcentaje de ajuste. El volumen total proyectado de gasolina no renovable sobre el que el RFS1 está basado en las estimaciones de la EIA sobre la gasolina consumida en los 48 Estados contiguos, ajustados por un porcentaje constante de 13,5 % que representa la ratio entre el volumen de la pequeña refinería sobre el volumen total, más un factor de corrección aplicado a los estados no contiguos que opten por el programa. En efecto si el consumo real de gasolina excede la proyección de la EIA, el resultado sería que los volúmenes de combustibles renovables excederían los requerimientos legales. Inversamente, si el consumo real de gasolina fuera menor que el estimado por el EIA para un año determinado, podría ocurrir teóricamente un déficit del volumen de combustibles renovables. Ver: *Public Law 109-58, Energy Policy Act of 2005.*

⁴³⁹ Mientras que el RFS previsto para 2012 requería que sean producidos 7,5 billones de galones de etanol de maíz y 250 millones de etanol de celulosa, los modelos y las predicciones mostraban alrededor de 11 billones de galones producidos en un "escenario usual de negocios", lo cual parece haber determinado la no necesidad de intervención regulatoria en el inicio del programa por parte de la EPA, al prever que los niveles de consumo futuros serían alcanzados sin estándares individuales vinculantes para 2012. Ver: *Renewable Fuel Standard Programme (RFS-1): Final Rule*

(2011), los precios del petróleo, los créditos fiscales a los biocarburantes y la abundancia de suministro de biocarburantes hicieron innecesario un estándar RFS vinculante durante la vigencia de la “*Energy Policy Act*” de 2005.⁴⁴⁰

El RFS-1 fue muy importante en asegurar la demanda de biocarburantes, en un escenario de altos precios de las materias primas y de caída de los precios del petróleo, sobrevenidos tras la crisis financiera. Sin el RFS-1 los precios de los biocarburantes no les hubieran permitido competir en el mercado con los derivados del petróleo. Con las series de medidas de apoyo, y el RFS-1 incentivando el consumo, el rápido ritmo de la construcción de plantas convencionales incrementó la producción, superando los niveles totales de consumo previstos en los mandatos de uso de biocarburantes, aunque mantenían una estructura de costes muy elevada que incrementaba el riesgo de mercado. A pesar de favorecer el uso del etanol convencional, este mandato hizo poco por los biocarburantes más costosos como el etanol de celulosa o el biodiesel (Koplow, 2009).

III.2.1.3. La “Energy Independent and Security Act-EISA” del 2007 y el giro regulatorio para el nuevo estándar RFS2

El abrupto desarrollo del mercado de etanol carburante y en menor medida, de otros biocarburantes desde inicio de la década del 2000, fue acompañado de una serie de cuestionamientos de distinta índole, pero principalmente vinculados a la sostenibilidad económica y medioambiental de una mayor expansión del uso energético de los cultivos alimentarios como el maíz, así como al coste de las ayudas Estatales a los sectores vinculados con su producción.

Mediante Ley Pública 110-140, se instituye La “*Energy Independence Security Act*” de 2007 (en adelante EISA-2007), una ley que establecería cambios significativos tanto sobre la estructura como sobre la magnitud del programa de combustibles renovables creado por la EAct-2005. A pesar las modificaciones establecidas por la EISA-2007 sobre la EAct y la “*Clean Air Act*”, muchos elementos del antiguo programa quedaron intactos. Entre estos, el mecanismo para traducir los volúmenes requeridos en estándares obligatorios aplicables individualmente a los operadores del mercado, los requerimientos del programa de comercialización de créditos, las condiciones geográficas de la aplicación, o el tratamiento de las pequeñas refinerías, entre otras provisiones. Como resultado de esto, muchos de los requerimientos regulatorios del programa RFS1 permanecieron vigentes, adaptándose a las nuevas reglas impuestas por los nuevos objetivos de uso de combustibles renovables reformulados con la EISA-2007 y el nuevo estándar RFS-2.⁴⁴¹

El RFS-2 o Programa de Combustibles Renovables de la EISA-2007, incrementó el mandato de uso carburantes renovables a 36000 millones de galones para 2012. Además la EISA también estableció cuatro diferentes categorías para los combustibles renovables, cada una de las cuales con un volumen obligatorio propio, así como un específico umbral de ciclo de vida para las emisiones de gas de efecto invernadero (en adelante LCA por sus siglas en inglés). Las nuevas categorías son

⁴⁴⁰ Ver: (OECD, 2011)

⁴⁴¹ Asimismo, permanecieron vigentes las provisiones de la EPA que incluyen la distribución, separación, demostración de cumplimiento y tiempo de validez de los RINs, las provisiones para las exportaciones, el mantenimiento del registro y los reportes o del manejo del déficit de cumplimiento. Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007*.

combustibles renovables, biocombustibles avanzados, diésel obtenido de biomasa y biocarburantes de celulosa. Estas categorías del RFS-2 han sido objeto de un gran incremento en las obligaciones de uso, pasando a representar una obligación de uso de 16000 millones de galones para 2022. Los cambios más significativos en la regulación de los estándares que afectan de uso de biocarburantes con la EISA se pueden dividir en cuatro aspectos básicos:

- El establecimiento de nuevas categorías y por tanto cuatro nuevos RFS-2 para diferenciar las obligaciones de uso de combustibles renovables,
- Las nuevas definiciones de biomasa renovable, que afectan directamente la aplicación del estándar RFS-2 a los combustibles renovables, como la clase de materia prima y las restricciones en el uso de la tierra,
- El incremento de los mandatos de los volúmenes de uso de combustibles renovables y los cambios en la extensión del marco temporal de aplicación de las obligaciones,
- Los nuevos umbrales mínimos de control de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) aplicados a las nuevas categorías de combustibles renovables, así como las excepciones aplicadas a las instalaciones pre-existentes.

III.2.1.3.1. El establecimiento de nuevas categorías y cuatro nuevos RFS2 para diferenciar las obligaciones de uso de combustibles renovables

En el caso del establecimiento de nuevas categorías para diferenciar las obligaciones de uso de combustibles renovables, la EISA introduce cambios en las definiciones de los combustibles renovables para readaptar los estándares, de acuerdo con las diferencias en el balance de las emisiones de los carburantes renovables. Bajo el RFS-1, la definición de combustibles renovables tenía un carácter general, e incluía carburantes producidos a partir de biomasa, como granos, almidones, grasas, cebos, aceites y biogás. Además la definición incluía específicamente etanol de celulosa, etanol de residuos y biodiesel, que eran definidos separadamente.⁴⁴²

Otra diferencia importante consiste en que la definición de combustibles renovable contiene tres subcategorías de combustibles renovables: Biocarburantes Avanzados, Biocarburantes de Celulosa y Diésel obtenido de Biomasa. Cada uno de estos carburantes renovables debe alcanzar ciertos umbrales de reducción de gases de efecto invernadero.⁴⁴³

-Total de Carburantes Renovables: El carburante renovable es definido como el carburante producido a partir de biomasa renovable, que es usado para sustituir o reducir la cantidad de carburantes fósiles presentes en el mercado del transporte.⁴⁴⁴ Los mandatos se incrementan de 12500 millones de galones en 2010 a 36000 millones de galones en 2022. Los biocarburantes, en relación con las emisiones de los carburantes fósiles, deben reducir como mínimo el 20 % del total

⁴⁴² Ver: *Public law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007.*

⁴⁴³ Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program, Final Rule.*

⁴⁴⁴ Con la EISA-2007, la definición de "Carburantes renovables" se refiere a los combustibles para el transporte en vez de referirse al combustible para vehículos a motor. Los combustibles para el transporte se definen además como los combustibles usados en vehículos a motor, automóviles, motores fuera de carretera, excepto los de buques de ultramar. También se incluye el combustible para la generación de calor y Jet Fuel. Ver: (Bracmort & Gorte, 2010)

emisiones de Gases de efecto invernadero (en adelante GEI) en un análisis de ciclo de vida (en adelante LCA) para calificar como carburantes renovables. Esta categoría incluye casi todos los biocarburantes producidos en instalaciones construidas después de la promulgación de la EISA, inclusive el etanol de almidón de maíz, aunque el volumen de esta clase de biocarburante tiene un tope que va desde los 13200 millones de galones para 2012 hasta los 15000 millones de galones para 2015.

-Biocarburantes Avanzados: Se trata de biocarburantes distintos del etanol obtenido de almidón de maíz y para los cuales la reducción de emisiones de GEI en LCA sean al menos 50 % menores que la reducción de GEI en LCA correspondiente a la gasolina o el diésel que estos desplazan. La definición incluye etanol de celulosa, de hemicelulosa, de lignina, de azúcar o algún otro almidón distinto del de maíz, mientras se pueda cumplir el umbral de reducción de 50 % de emisiones de GEI. El mandato se incrementa de cerca de 1000 millones de galones en 2010 a 21000 millones en 2022. Los granos como el sorgo o el trigo, el etanol de caña de azúcar importado de Brasil (categorización clave tras la liberación arancelaria de la importaciones brasileñas), los obtenidos de celulosa o el biodiesel de biomasa incluyendo las partes del maíz diferentes de los almidones, también pueden calificar en esta categoría.

-Biocarburantes de Celulosa: Se trata de un combustible derivado de cualquier tipo de celulosa, hemicelulosa, o lignina que provengan de biomasa renovable. Asimismo debe alcanzar un umbral de reducción de emisiones de GEI en LCA, de al menos un 60 % comparado con la gasolina o el diésel que desplaza. El biocarburante de celulosa califica como biocarburante avanzado y como combustible renovable.⁴⁴⁵ El mandato pasó de 100 millones de galones en 2010 a 16000 millones en 2022.⁴⁴⁶

-Diésel Obtenido de Biomasa- "Biomass-Based Diésel": Incluye tanto los ésteres monoalquílicos o biodiesel, como los diésel renovables no esterificados. La EISA-2007 establece que tales combustibles sean hechos de biomasa renovable, que el umbral LCA de emisiones de GEI sea 50 % menor que el diésel que desplaza y además excluye de esta definición el combustible renovable obtenido en coprocesamiento con inputs derivados del petróleo.⁴⁴⁷ El mandato se incrementó de 500 millones de galones en 2009 a 1000 millones de galones en 2012.⁴⁴⁸

⁴⁴⁵ Se trata de una definición más amplia que la del RFS1, dado que incluye además del etanol cualquier "Combustible Líquido derivado de biomasa" (*biomass-to-liquid fuel*) tales como gasolina de celulosa o diésel de celulosa. Además la definición del RFS2 excluye la categorización como biocarburante de celulosa al etanol obtenido en cualquier instalación a partir de residuos que desplacen 90 % o más de combustibles fósiles. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

⁴⁴⁶ La EPA, después de estudiar el potencial de producción de biocarburantes de celulosa, redujo el mandato de 2010 hasta 6,5 millones de galones equivalentes de etanol. Asimismo en diciembre de 2010 la EPA redujo el RFS para el 2011 que pasó de 250 millones de galones a 6,6 millones y en diciembre del 2011 redujo el RFS de 500 millones de galones a 8,65 millones para 2012. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80*

⁴⁴⁷ Para la EPA, solo calificará como Diésel Obtenido de Biomasa, aquel que sea procesado en una unidad donde solamente se use biomasa renovable como materia prima para la producción del lote, aunque pueda calificar como biocarburante avanzado si se prueba que cumple con el umbral LCA de reducción del 50 % de GEI, pudiendo llegar a calificar además como biocarburante de celulosa si al obtenerse de material de celulosa alcanza el umbral de reducción de 60 %.

⁴⁴⁸ Como el programa del RFS1 no preveía algún mecanismo de implementación del estándar para el Diésel obtenido de Biomasa en 2009, este fue integrado dentro del estándar para 2010. Por lo cual, en la regulación final de febrero del 2010, la EPA adicionó el estándar de 0,5 billones de galones de 2009 al estándar del 2010 que era de 0,65 billones, quedando finalmente en un estándar de 1,15 billones de galones para 2010,

III.2.1.3.2. La inclusión de nuevas definiciones de biomasa renovable basadas en la clase de materia prima y las restricciones en el uso de la tierra

Cuando la EISA cambia la definición de “Combustible renovable” introduce el requerimiento de que este sea producido de biomasa renovable. La definición del término Biomasa renovable limita tanto los tipos de biomasa como los tipos de tierras de cosecha de la misma, incluyendo:

- Cultivos plantados y residuos de cultivos de tierras agrícolas, obtenida antes del 19 de diciembre del 2007 y que estén activamente trabajados o en barbecho.
- Árboles plantados o residuos de plantaciones de árboles obtenidos antes del 19 de diciembre del 2007 y activamente trabajados para tal fecha.
- Residuos de material animal y coproductos.
- Tala y raleo pre comercial de tierras forestales no federales que no sean registradas como bosques maduros, o catalogados como rarezas o en peligro por un programa de patrimonio natural de algún Estado.
- Biomasa obtenida de edificios y otras áreas con riesgo de incendio forestal.
- Algas.
- Residuos separados de jardín y alimentos.

De acuerdo con el marco legal de la EISA y el RFS2 los productores de combustibles renovables solo pueden generar RINs para los combustibles hechos de materias primas que cumplan la definición de biomasa renovable. Esta regulación descarta cualquier posibilidad de cumplir con el RFS-2 mediante el uso de carburantes alternativos obtenido del procesamiento de fuentes primarias de energía fósil, aun cuando, los procesos tecnológicos consigan una reducción de emisiones sustancialmente igual a las previstas en alguna de las categorías establecidas para el RFS-2.

III.2.1.3.3. El incremento de los mandatos de los volúmenes de uso de combustibles renovables y la extensión del marco temporal para la aplicación de las obligaciones de uso.

Como hemos observado líneas arriba, bajo la regulación establecida en el RFS1 el volumen requerido de combustibles renovables en el transporte fue de 4,0 billones de galones en 2006 y de 7,5 billones de galones para 2012. El programa también requería que desde 2013 el volumen total de combustible renovable contenga al menos 250 millones de galones obtenidos de biomasa de celulosa. Con la EISA se replantearon los objetivos de consumo incrementándose sustancialmente los volúmenes requeridos y extendiéndose el marco temporal de aplicación hasta 2022. En la tabla III-2 podemos observar el nuevo calendario con los volúmenes de combustibles renovables aplicables con la EISA desde 2006 a 2022.

Los volúmenes presentados en la tabla III-4 representan el consumo mínimo obligatorio de carburantes renovables. Si los volúmenes consumidos de biocarburos de celulosa o diésel obtenido de biomasa excedieran estos parámetros mínimos, el exceso resultante pasaría a

pudiéndose usar los RINs acumulados durante el 2009 como prueba de cumplimiento del mandato. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

contabilizar las obligaciones de carburantes avanzados y carburantes renovables. Cuatro estándares individuales fueron requeridos bajo el programa RFS2, correspondiendo a cuatro volúmenes obligatorios para cada año. El estándar porcentual requerido por el RFS2 para el 2012 representaría la ratio entre el volumen de los carburantes renovables sobre el volumen de la gasolina y el diésel no renovable (US-EPA, 2012).

Tabla III – 4: Expansión del estándar RFS2 con la EISA 2007 (10⁹ de galones)

Años	Obligación de uso de biocarburantes RFS1 EPACKT-2005	Obligación de uso de Biocarburantes bajo el RFS2 de la EISA-2007					
		Total Combustibles Renovables EISA-RFS2	Tope para el etanol de almidón de maíz	Biocarburantes Avanzados	Biocarburantes de Celulosa	Diésel Obtenido de Biomasa	Otros
2006	4,00	4,00	-	-	-	-	
2007	4,70	4,70	-	-	-	-	
2008	5,40	9,00	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	6,10	11,1	10,50	0,60	0,00	0,00	0,10
2010	6,80	12,95	12,00	0,95	0,0065 _a	0,15 _b	0,20
2011	7,40	13,95	12,60	1,35	0,0066 _c	0,80	0,30
2012	7,50	15,20	13,20	2,00	0,01045 _d	1,00 _h	0,50
2013	7,6 (est.)	16,55	13,80	2,75	1,00	1,28 _e	0,75
2014	7,7 (est.)	18,15	14,40	3,75	1,75	f	1,00
2015	7,8 (est.)	20,50	15,00	5,50	3,00	f	1,50
2016	7,9 (est.)	22,25	15,00	7,25	4,25	f	2,00
2017	8,1 (est.)	24,00	15,00	9,00	5,50	f	2,50
2018	8,2 (est.)	26,00	15,00	11,00	7,00	f	3,00
2019	8,3 (est.)	28,00	15,00	13,00	8,50	f	3,50
2020	8,4 (est.)	30,00	15,00	15,00	10,50	f	3,50
2021	8,5 (est.)	33,00	15,00	18,00	13,50	f	3,50
2022	8,6 (est.)	36,00	15,00	21,00	16,00	f	4,00
2023	-	g	g	g	g	g	g

En febrero del 2010 la EPA redujo el mandato de biocarburantes de celulosa de 100 millones de galones a 0,65 millones de galones equivalentes de etanol.
 Corresponde a las suma del mandato de 0,5 billones del 2009 con el mandato de 0,65 billones del 2010.
 En noviembre del 2010 la EPA reduce el mandato previsto para 2011 de 250 millones de galones a 6,6 millones.
 En diciembre del 2011 la EPA aumenta el mandato previsto para 2012 de 8,65 millones de galones a 10,45 millones.
 En diciembre del 2011 la EPA establece un mandato provisional de 1,28 billones de galones. La ley establece que el mínimo volumen de 1 billón de galones de Diésel Obtenido de Biomasa desde 2013 en adelante.
 Estándar a ser determinado bajo nueva regulación de la EPA.
 Estándar a ser determinado bajo nueva regulación de la EPA.
 1,0 billones de galones de Diésel Obtenido de Biomasa representan 1,5 billones de galones equivalentes de etanol.
 Asimismo, 1 billón de galones de Diésel Obtenido de celulosa equivalen a 1,7 billones de galones de etanol dentro de la regulación del RFS2.

Fuente: Elaboración propia a partir de EPACKT 2005 (P.L. 109-58) Sección 1501, EISA (P.L. 110-140) Sección 202, EPA (2010): *Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program: Final Rule.*

De esta manera, en 2012 cerca del 9 % de todos los carburantes usados provinieron de fuentes renovables. Los estándares para 2012 se muestran en la tabla III-5:

Tabla III – 5: Estándares finales para 2012

	Ratio de mezcla (%)	Volumen de Combustible renovable (Miles de millones de galones)

Biocarburantes de celulosa	0,006	0,01045
Diésel Obtenido de Biomasa	0,91	1,00
Biocarburantes Avanzados	1,21	2,00
Total de Carburantes Renovables	9,23	15,20

Fuente: (US-EPA, 2012)

Con el RFS2 se intentó que el mandato de uso de biocarburantes promueva la inclusión de biocarburantes más avanzados y que se reduzca el incremento del etanol de almidón de maíz. Para esto se estableció un tope en el volumen de etanol de maíz producido para cumplir con el estándar de carburantes renovables, sobre el cual el etanol producido a partir de este cultivo energético no serviría para cumplir con las obligaciones de uso, lo que en la práctica lo sacaría fuera del mercado. Con esto se pretendía impulsar a los biocarburantes que no se obtengan de cultivos alimentarios como el maíz (Schnepf, 2012).

Por la naturaleza imbricada de las categorías de biocarburantes establecidas en la EISA, cualquier combustible renovable que califique como biocarburantes derivado de celulosa o diésel obtenido de biomasa es también válido para ser considerado como un biocarburante avanzado.⁴⁴⁹

Mientras que la EISA establece los volúmenes requeridos de combustibles renovables como consta en la tabla II-4, la norma requiere también que la EPA sea quien establezca los estándares aplicados para alcanzar estos volúmenes. En el caso del estándar de biocarburantes de celulosa, la sección 211(0) (7) de la EISA requiere específicamente que el estándar esté basado en el volumen disponible proyectado sobre el año siguiente. Si el volumen es menor que el establecido en la Tabla II-4, la EPA es competente para reducir los estándares para los biocarburantes avanzados y para el total de combustibles renovables para cada año.⁴⁵⁰

De acuerdo con la EISA, las obligaciones de combustibles renovables (RVOs) aplicables bajo el RFS-2 se determinan en base a un calendario de cumplimiento. Las partes obligadas deben determinar sus RVOs al final de un año calendario basado en el volumen de gasolina y diésel que estos produzcan durante el año. Luego las partes obligadas deben demostrar el cumplimiento de sus RVOs en un reporte anual antes que termine el año calendario.

Por ejemplo, para el 2010, los cuatro RVOs para cada parte obligada se calcularon sobre la base de toda la gasolina y el diésel producido o importado en y después de enero del 2010 hasta el 31 de Diciembre del 2010. Las partes obligadas fueron requeridas para demostrar en febrero del 2011 que han obtenido los suficientes RINS para satisfacer sus RVOs del 2010. El volumen de las obligaciones es traducido a porcentajes aplicables que las partes obligadas, luego deben usar para determinar sus

⁴⁴⁹ De esta manera, si alguna combinación de biocarburantes de celulosa o diésel obtenido de biomasa excediera las obligaciones individuales, el excedente del volumen podría contabilizarse contra la obligación específica de biocarburantes avanzados y podría reducir la necesidad potencial de importad bioetanol de caña de azúcar u otros carburantes renovables para cumplir las obligaciones derivadas de biocarburantes avanzados. De manera similar, si cualquier combustible renovable cumple la categoría de biocarburante avanzado entonces es también válido para cumplir el requerimiento total de combustibles renovables. Como resultado cualquier combinación de biocarburantes de celulosa, diésel obtenido de biomasa o etanol de caña de azúcar importado, que exceda las obligaciones establecidas para los biocarburantes avanzados podrían reducir la necesidad de recurrir al etanol obtenido de almidón de maíz para cumplir con el mandato total. Ver: (Schnepf & Yacobucci, 2012).

⁴⁵⁰ Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

RVOs sobre la base de la gasolina y el diésel que hayan producido o importado en 2010. El volumen requerido debe ser alcanzado mediante la acumulación del número apropiado de RINS de los productores de combustibles renovables. La obtención de del número apropiado de RINs demuestra la relación contractual con los productores de combustibles renovables u otros detentores de RINs.⁴⁵¹

La EISA establece que la EPA evalúe y realice una determinada estimación del mercado para establecer los estándares de celulosa cada año, pudiendo suspender los requerimientos del RFS-2 en circunstancias excepcionales.⁴⁵²

Por ejemplo, en febrero del 2010 EPA inaplicó parcialmente la mayoría del mandato de uso para los biocarburantes de celulosa establecidos previamente por la EISA en un mandato de 100 millones de galones, para seguidamente reducirlos a 6,5 millones, menos del 10 % de lo establecido en la legislación. En noviembre del 2010, la EPA redujo el RFS-2 para biocarburantes de celulosa del 2011 a 6,6 millones de galones. En diciembre del 2011 volvió a reducir el estándar para esta clase de biocarburante a 8,65 millones de galones. Entre los fundamentos de las medidas de reducción de los estándares se encuentra la ausencia de capacidad de producción presente y esperada a causa de la inexistencia de inversiones a escala comercial.⁴⁵³

III.2.1.3.4. Los nuevos umbrales mínimos de control de emisiones de GEI aplicados a las nuevas categorías de combustibles renovables

Uno de los cambios más importantes en la regulación del estándar de uso de biocarburantes en EEUU lo constituye el Análisis de Ciclo de Vida para las emisiones de gases de efecto invernadero conocido como LCA por sus siglas en inglés. Las emisiones de GEI de los combustibles renovables cualificados por el RFS-2 deben ser menores que el promedio de emisiones de GEI en 2005 de la gasolina y el diésel desplazados del mercado. Cuatro diferentes umbrales de reducciones son requeridos para los cuatro diferentes estándares RFS-2. La EISA delega en la EPA la evaluación de la cantidad agregada de emisiones de GEI mediante el uso del modelo LCA que incluye tanto las

⁴⁵¹ Las partes que desean generar RINs propios, transferirlos o usarlos con propósito de cumplimiento después de julio del 2010, tuvieron que registrarse nuevamente bajo las nuevas provisiones del RFS2 y modificar sus sistemas de Información tecnológica (IT) sistemas para adecuarse a los cambios establecidos por la nueva regulación. Estos cambios incluyen la redefinición del código D dentro de los RINs que identifica cual combustible califica para un determinado estándar, la introducción de un proceso de verificación de las materias primas para determinar si cumplen con la definición de biomasa renovable, así como el cálculo del cumplimiento de los cuatro estándares en vez de un único estándar, como cuando ocurría con el RFS1. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80*

⁴⁵² Como parte de este proceso la EPA anuncia que emitirá una regulación final el 30 de noviembre de cada año para establecer un estándar RFS2 para cada año subsiguiente. En cumplimiento de esta tarea la EPA tiene la autoridad de no aplicar los requerimientos del RFS2 en todo o en parte, si luego de evaluar cada situación en particular resulta que hay un inadecuado suministro doméstico para alcanzar el mandato, o si la implementación del estándar podría ocasionar un grave perjuicio para la economía o el medioambiente de algún Estado, una región o en todo EEUU. Además de esto, bajo ciertas condiciones la EPA puede inaplicar en todo o en parte los mandatos específicos de biocarburantes de celulosa o diésel obtenido de biomasa. Ver: (Yacobucci B. , 2010b).

⁴⁵³ Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2011 Renewable Fuel Standards; Final Rule. 75 Federal Register 76790-76830; y Environmental Protection Agency (2012): "Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2012 Renewable Fuel Standards; Final Rule," 77 Federal Register 1320-1358.*

emisiones directas como las indirectas (cambios en el uso de las tierras), por las que atraviesan todas las etapas de producción y distribución del carburante y la materia prima, desde la generación de la materia prima o su extracción a través de la distribución, al transporte, la entrega y el uso del producto por el consumidor final, donde los valores de la masa para todos los GEI son ajustados para contabilizar su relativo potencial de calentamiento global”.⁴⁵⁴

Tabla III – 6: Factores para la evaluación de las emisiones de GEI e el modelo de Ciclo de vida-LCA

Emisiones potenciales de GEI en LCA de Carburantes derivados de petróleo	Emisiones potenciales de GEI en LCA de Etanol
Emisiones provenientes del proceso de extracción y exploración del crudo de petróleo”	ILUC- Cambios en el uso de la tierra desde la producción del cal y fertilizantes
Generación de electricidad usada en la exploración y extracción de crudo.	Generación eléctrica para la producción de cal y fertilizantes.
Transporte del crudo de petróleo a las refinerías	Emisiones del proceso de producción de pesticidas.
Emisiones en el proceso de refino.	Combustibles fósiles y electricidad para uso agrícola
Generación de electricidad y uso en las refinerías.	Emisiones edáficas de los óxidos nitrosos.
Emisiones del gas natural y el carbón en el “upstream”, como extracción y minería.	Transporte de los agro-energéticos a las biorrefinerías.
Distribución del carburante	Emisiones del uso de combustibles en el proceso de conversión en las biorrefinerías.
Uso final y combustión del carburante	Generación de electricidad para su uso en la biorrefinerías.
	Emisiones en el “upstream” del gas natural y el carbón.
	Transporte del biocarburante refinado
	Uso final y combustión del biocarburante

Fuente: (Hill, y otros, 2008) y (Yacobucci & Bracmort, Calculation of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions for the renewable fuel standard (RFS), 2010a)

Para clasificar a los biocarburantes bajo el RFS-2, la EPA debe calcular las emisiones LCA de cada carburante relacionado con la gasolina o el diésel. Como existen asignaciones específicas para ciertos tipos de carburantes, la determinación de la forma de cálculo de las emisiones de GEI en LCA de cada carburante dará lugar a una determinada aplicación del RFS-2 para el carburante en cuestión (Yacobucci & Bracmort, 2010a).

El cumplimiento con cada umbral de reducción requiere una evaluación comprensiva de los combustibles renovables como de los combustibles fósiles que son reemplazadas y están determinados de la siguiente manera:

Tabla III – 7: Umbrales LCA para las emisiones de Gases de Efecto Invernadero establecidos en la EISA (Porcentaje de reducción con una línea de referencia del 2005 para la gasolina y el diésel)

Combustible Renovable	20 %
Biocarburante Avanzado	50 %
Diésel Obtenido de Biomasa Renovable	50 %
Biocarburante de Celulosa	60 %

Fuente: *Public Law 140 -110: EISA-2007*

Por ejemplo si el etanol brasileño de caña de azúcar es clasificado como carburante avanzado o convencional, esto determinará si debe competir con etanol de maíz del Medio Oeste, o con

⁴⁵⁴ Ver: *Public Law 140 -110: Energy Independence and Security Act*

biocarburantes más avanzados. Si se considerara que el etanol de caña de Brasil no alcanzara el 50 % de reducción necesario para ser calificado como biocarburantes avanzados, entonces solo podrá ser considerado biocarburante renovable y sujeto al RFS-2 para esa categoría, correspondiente al etanol de maíz. Asimismo, si se considera en el análisis que el etanol de almidón de maíz de las nuevas biorrefinerías no consigue alcanzar el umbral de reducción de 20 % de emisiones en LCA, entonces el etanol de almidón de maíz no cuenta para el cumplimiento de las obligaciones de RFS2. Además de esto último, si se trata de plantas de etanol de maíz, que hayan empezado su construcción antes del 19 de diciembre del 2007, son apadrinadas por la ley y no tienen que cumplir el estándar. Situación que favorece a las inversiones previas al cambio regulatorio.

Los carburantes que no cumplen las estipulaciones del RFS2 no están prohibidos de ser comercializados y usados en EEUU, pero no califican para la obtención de créditos bajo el programa de fomento de carburantes renovables del RFS-2. Sin embargo, como el mandato de uso del RFS-2 es significativamente más alto que la demanda esperada de biocarburantes en la ausencia del mandato, es probable que la exclusión del RFS-2 sea efectivamente una barrera de acceso al mercado de carburantes para el transporte.⁴⁵⁵

Tabla III – 8: Biocarburantes y umbrales de emisiones de GEI en LCA-ILUC

Etanol producido con almidón de maíz en nuevas instalaciones que usen gas natural o la capacidad expandida de las instalaciones preexistentes.	20 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría general de carburantes renovables
Biobutanol de almidón de maíz.	20 % en el umbral de reducción de GEI, para la categoría general de carburantes renovables
Etanol de caña de azúcar (etanol de Brasil)	50 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría de biocarburante avanzado.
Biodiesel de aceite de soja y diésel renovable de aceites reciclados, grasas, cebos.	50 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría Diésel Obtenido de Biomasa
Etanol de celulosa y diésel de celulosa	60 % en el umbral de reducción para la categoría de biocarburantes de celulosa.
Biodiesel y diésel renovable (Incluyendo combustible para aviones y combustible para calefacción) de aceite de Camelina	50 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría de biocarburante avanzado.
Nafta y gas Licuado de Petróleo obtenido de aceite de Camelina	50 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría de biocarburante avanzado.
Biocarburantes de caña, caña gigante, Gras Napier. ⁴⁵⁶	60 % en el umbral de reducción para la categoría de biocarburantes de celulosa.
Gasolina renovable y el stock de mezcla producidos de residuos de cultivos, virutas, tala pre comercial, residuos de árboles, cultivos anuales de cobertura y componentes de celulosa de desperdicios separados de jardín, desperdicios separados de alimentos y desperdicios separados de residuos municipales	60 % en el umbral de reducción para la categoría de biocarburantes de celulosa.
Biodiesel producido usando nuevos métodos de esterificación de: aceite de soja; aceite de cultivos anuales de cobertura; aceite de algas; residuos de aceites, grasas y	50 % en el umbral de reducción de GEI para la categoría Diésel Obtenido de Biomasa

⁴⁵⁵ Además, el RFS no computa para determinar si los carburantes están sujetos a incentivos federales o no lo están. Por ejemplo, si en 2010 el consumo de etanol alcanzó los 13 billones de galones, solo 12,3 billones de galones contabilizaron para el RFS, sin embargo los 13 billones de galones fueron elegibles para el crédito fiscal de mezclas de etanol. Ver: (Yacobucci & Bracmort, 2010a).

⁴⁵⁶ EL Gras Napier o Gras de Uganda es una especie de gras nativo de alas zonas tropicales de África. Se trata de una planta perene que vive más de dos años, y que tiene entre 2 a 4,5 metros de altura, es conocida también como gras elefante.

cebos biológicos; aceite de maíz de grado no alimentario, aceite de canola, colza y camelina.

Fuentes: EPA (2010), "Supplemental Determination for Renewable Fuels Produced Under the Final RFS2 Program From Canola Oil; Final Rule," 75 Federal Register 59622-59634 y EPA (2011), "EPA Issues, Direct Final Rule for Additional Qualifying Renewable Fuel Pathways Under the RFS2 Program," EPA-420-F-11-043.

Como hemos adelantado, entre las medidas de excepción al cumplimiento del RFS-2 podemos mencionar la exención conocida como "*Granfathering*" o apadrinamiento, que fue usada para proteger las inversiones previas a la promulgación de la EISA en 2007. El carburante proveniente de las instalaciones que hayan existido o hayan comenzado su construcción antes del 19 de Diciembre del 2007, se encuentran exceptuadas del cumplimiento del umbral del 20 % de GEI medidos en el modelo LCA.⁴⁵⁷ En este caso, los objetivos medioambientales establecidos por la EISA-2007 son subordinados a la importancia de la política de ayudas al sector de la agricultura. Esta situación revela cierta inconsistencia el carácter medioambientalmente progresivo que parece establecer la EISA-2007, principalmente por que el grueso de los biocarburantes consumidos en EEUU proviene del uso energético del maíz.

La EPA ha señalado que las rutas tecnológicas semejantes a las descritas en la tabla III-7 pueden ser categorizadas de manera similar y serles extendidos los umbrales correspondientes de reducción de GEI. Sin embargo, las rutas tecnológicas podrán ser re-evaluadas en tanto el estado de la tecnología para medir el impacto de los GEI en su ciclo de vida se siga desarrollando. Lo cual obviamente podría alterar su categorización, en tanto haya cambios en el cálculo de las emisiones correspondientes de GEI para cada biocarburante. En la tabla III-8 podemos observar los factores de evaluación de GEI en LCA para distintos tipos de carburantes.

La evaluación por parte de la EPA de distintos métodos de producción de biocarburantes bajo los estándares de la EISA-2007 ha determinado que los biocarburantes producidos en determinados países, no cumplen con el estándar mínimo de reducción de emisiones de GEI necesario para ser considerado al menos como carburantes renovables y poder beneficiarse de los créditos del RFS-2. Este es el caso del aceite de palma producido en Tailandia y Malasia para la obtención de biodiesel.⁴⁵⁸

⁴⁵⁷ Esta excepción se extiende a las instalaciones de etanol que han comenzado su construcción antes de diciembre del 2009, en tanto la fuente de energía utilizada para su funcionamiento sea el gas natural, biocarburantes o una combinación de ambos usada en el proceso de conversión. Cualquier otra expansión de la capacidad de producción debe entonces cumplir con el umbral mínimo del 20 % de reducción de emisiones si los productores pretenden generar RINs para sus volúmenes de producción. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

⁴⁵⁸ De acuerdo con la EPA (2011), en su última evaluación relacionada con las rutas tecnológicas para el uso de aceite de Palma, se aplicaron los mismos modelos de evaluación para los otros biocarburantes previstos en la regulación del RFS2, que hemos descrito previamente en este punto. Además del enfoque general aplicado para el análisis de otras rutas tecnológicas, en el análisis del aceite de palma se consideraron nuevos datos de Malasia y Tailandia tales como imágenes satelitales de alta resolución y mapas de los más importantes rasgos geográficos, como las plantaciones de palma aceitera, molinos de palma aceitera y de las áreas protegidas. El estudio de estos países fue más detallado teniéndose en consideración la escala de la industria de la palma aceitera en esta región y la disponibilidad de nuevos datos del uso de la tierra para el cultivo de palma. El análisis consideró las tendencias pasadas para determinar la probabilidad de la expansión futura de la palma y clasificar las áreas de acuerdo con el tipo de suelo y la cobertura de la tierra. El análisis de la EPA, encontró que el biodiesel y el diésel renovable producido con palma aceitera presentan un nivel de reducción de emisiones

La EPA encontró que el biodiesel y el diésel renovable producido con palma aceitera en estos países presentan un nivel de reducción de emisiones en LCA-ILUC del 17 % y el 11 % respectivamente, comparados con la línea base del petróleo diésel que desplazan. Con estos resultados, estos carburantes no alcanzan a cumplir el umbral mínimo de reducción de emisiones de GEI de 20 %. Esto prácticamente anula las importaciones del biocarburante para su uso en el mercado estadounidense del transporte e incentiva la inversión interna en producción de biodiesel de soja.

Contrariamente al alto nivel de emisiones relativas al uso de la palma aceitera para la obtención de biocarburantes, el análisis de las emisiones de GEI en ciclo de vida relacionadas a las rutas tecnológicas para obtener biocarburantes partir del sorgo ha resultado en reducciones considerables de emisiones de GEI. Uno de los cultivos beneficiados además por la política federal de ayudas a la agricultura ⁴⁵⁹

III.2.1.3.5. Implementación del RFS-2

Como en el caso de RFS1, en el caso de los nuevos estándares RFS2, la EPA es la entidad reguladora responsable de administrar el programa. El fin del establecimiento de las regulaciones es asegurar que los volúmenes de carburantes renovables previstos en la legislación vigente formen parte del suministro total de carburantes usado en el transporte a nivel nacional, de acuerdo con las estipulaciones previstas en la regulación del mandato. Con este fin, la EPA calcula anualmente los estándares de mezcla para las cuatro categorías que conforman el RFS2. Los estándares de mezcla aplicados a las refinerías, los mezcladores y a los importadores de gasolina y diésel son usados para determinar el volumen individual de carburantes renovables que cada compañía está obligada a cumplir (RVOs). Como en el caso del RFS1, la EPA, para facilitar el cumplimiento de los requerimientos de mezcla y teniendo en cuenta las diferencias regionales de producción y

del 17 % y el 11 % respectivamente, comparados con la línea base del petróleo diésel que desplazan. Con estos resultados, estos carburantes no alcanzan a cumplir el umbral mínimo de reducción de emisiones de GEI de 20 % establecido en la legislación para los carburantes renovables hecho en instalaciones que hayan iniciado su construcción después de la promulgación de la EISA. La EPA resalta algunos factores importantes que contribuyen a las emisiones de GEI en ciclo de vida que han determinado la descalificación del biodiesel y el diésel renovable obtenido de aceite de palma en el grupo de biocarburantes que contabilizan para cumplir los volúmenes obligatorios previstos en la Ley. Entre estas, los efluentes de aguas residuales derivadas del proceso de producción del aceite de palma que al descomponerse liberan metano, un GEI que contribuye notablemente al calentamiento global. Otro factor clave es la expansión esperada de las plantaciones de aceite de palma en tierras ricas en carbono como las turbas que podrían conducir a una liberación importante de GEI a la atmósfera Ver: (US-EPA, 2011).

⁴⁵⁹ La EPA ha estimado que el etanol producido de granos de sorgo presenta un nivel de reducción de emisiones de GEI de 32 % cuando es producido en instalaciones de molienda seca que usan gas natural y un nivel de reducción de emisiones de GEI de 53 % cuando es producido en instalaciones de molienda en seco que usan biogás en combinación con tecnología de electricidad y calor; comparados con las emisiones mínimas de la gasolina que desplaza. Por lo tanto, el etanol producido de granos de sorgo producidos en plantas que usan gas natural cumple el requisito mínimo de 20 % de reducción de emisiones GEI para entrar la categoría de biocarburantes convencionales, mientras que el etanol obtenido de granos de sorgo producidos en instalaciones que usan biogás en combinación con tecnología de electricidad y calor alcanzan el umbral mínimo de reducción de emisiones GEI del 50 % para la categoría de biocarburantes avanzados, tal como requiere la EISA. Ver: (US-EPA, 2012b).

disponibilidad de biocarburantes, utiliza el Sistema Comercializable de Créditos denominados RINS.⁴⁶⁰

El valor equivalente de carburantes renovables representa el número de galones que son necesarios cumplir para cada galón físico de carburantes renovables. Bajo el RFS1, el valor equivalente estaba basado en el contenido energético de cada carburante renovable relativo al etanol. Como resultado, el valor equivalente de los créditos era de 1,0 para el etanol; de 1,5 para el biodiesel (ésteres monoalquílicos); de 1,7 para el diésel renovable no esterificado; de 1,3 para el butanol y de 2,5 créditos para el etanol de celulosa. Con el programa RFS-2, cada categoría de los biocarburantes tienen su propio requerimiento de volúmenes. Así, no hay más la necesidad de incentivar diferentes clases de biocarburantes sobre la base de su contenido energético. En este nuevo modelo, cada RIN representa un galón de carburante renovable que puede ser usado para demostrar el cumplimiento de los volúmenes requeridos o ser transferido a otro operador obligado por el RFS-2. Una excepción se da en el caso de que un carburante renovable con alto contenido energético exceda su estándar RFS. En esta situación un valor de equivalencia se aplicaría para reflejar el mayor contenido energético. Por ejemplo, para cumplir el estándar de biodiesel obtenido de biomasa, cada galón de biodiesel cuenta como 1,0, sin embargo para cumplir el estándar de biocarburantes avanzados o el estándar total de biocarburantes renovables, cada galón de biodiesel obtenido de biomasa contará como 1,5 galones con el fin de reflejar su mayor contenido energético.⁴⁶¹

RIN significa Número de Identificación Renovable y es un único número de 38 caracteres que se expide, por el productor o importador del biocarburante en el punto de producción o el puesto de importación de acuerdo con las regulaciones de la EPA. Cada galón calificado como carburantes renovable tiene su propio y único RIN. Los RINS son generalmente asignados por lotes de producción de carburantes renovable siguiendo el código descrito en la tabla III-9:

Tabla III – 9:
Código de los RINs

RIN: KYYYYCCCCFFFFBBDSSSSSSSEEEEEEE	
K	Código distintivo RINs que continúa siendo asignado a un galón de RINs ya expedido.
YYYY	El año calendario de producción o importación.
CCCC	La identificación de la compañía.
FFFF	La identificación de la planta o instalación de la compañía.
BBBBB	El número del lote.
RR	El valor de equivalencia del biocarburante
D	La categoría del carburante renovable
SSSSSSS	El número de inicio para el lote de carburante
EEEEEEE	El número final para el lote del carburante

⁴⁶⁰ Las compañías que mezclan combustibles para el transporte como gasolina o diésel, se encuentran obligadas a incluir una cantidad de biocarburantes igual a un porcentaje de las ventas anuales totales. El RVO es obtenido al aplicar los estándares anunciados por la EPA para cada una de las cuatro categorías, sobre las ventas totales anuales de la compañía individual, con el fin de determinar el volumen obligatorio de biocarburantes. Al final del año, cada compañía debe haber obtenido una cantidad suficiente de RINs para demostrar que ha cumplido con la cuota establecida en el mandato individual del estándar. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

⁴⁶¹ Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

Fuente: *Environmental Protection Agency- EPA(2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule.*

El total de RINs-galones es igual que el producto del volumen líquido de carburantes renovables por su valor de equivalencia. Por ejemplo, dado que el biodiesel tiene un valor de equivalencia de 1,5 cuando es usado como biocarburente avanzado, 1000 galones de biodiesel son equivalentes a 1500 galones RIN de biocarburentes avanzados.⁴⁶²

Los RINs generados en un año sirven además de este para el cumplimiento de la RVO del año siguiente, aunque tiene una validez no mayor de dos años. A nivel individual las compañías, pueden cubrir hasta el 20 % de RVO, con RINs generados el año calendario anterior. Como hemos observado desde la EPAct-2005 los RINs pueden ser usados además para comercializar los créditos de cumplimiento. Si una compañía ya ha cumplido su cuota de biocarburentes para alguna categoría establecida en la EISA, puede vender el excedente de RINs a otra compañía requerida a cumplir dicha obligación (que no ha podido cumplir dicha obligación para el mismo estándar previsto para ese biocarburente), o puede quedarse con los RINs para su uso o comercialización futura.⁴⁶³

Tabla III – 10: Producción total 2012 por tipo de carburante renovable (1).

Producción total 2012 por tipo de carburante renovable.						
Categoría del combustible		Etanol (VE 1.0)	Biogás	Aceite de Calefacción (VE 1,1)	Aceite de Calefacción (V E 1,2)	Biodiesel (V E 1,5)
Biocarburente de Celulosa (D3)	RINs	20.069	NA	NA	NA	NA
	Volumen	20.069	NA	NA	NA	NA
Diésel Obtenido de Biomasa D4)	RINs	NA	NA	NA	NA	986.543.823
	Volumen	NA	NA	NA	NA	657.627.938
Biocarburente Avanzado	RINs	145.590.839	1.852.044	0	0	0
	Volumen	145.490.839	1.852.044	0	0	0
Carburante Renovable	RINs	7.757.460.173	0	0	0	626.129
	Volumen	7.757.460.173	0	0	0	417.419
Diésel de Celulosa	RINs	NA	NA	NA	NA	NA
	Volumen	NA	NA	NA	NA	NA

Fuente: (US-EPA, 2012c)

⁴⁶² Si el conjunto de números de inicio del RIN fuera SSSSSSS=00000001, entonces el valor final del número del RIN sería 00001500, y el Código RR sería 15. Cualquier parte que detente RINs en cualquier momento del año, tales como productores extranjeros, refinadores, exportadores e importadores, deben registrarse con la EPA y seguir el mantenimiento de un registro y un mecanismo de reportes. Los RINs solo pueden ser generados si la materia prima utilizada para la producción del biocarburente se puede encuadrar dentro de la definición de biomasa renovable incluyendo las restricciones en el uso de las tierras. La confirmación de la materia prima y los requerimientos de registro y reporte se aplican a los RINs generados tanto por los productores nacionales de carburantes renovables, como por los productores extranjeros o importadores. Luego que un RIN es creado por un productor o importador de biocarburentes este debe ser reportado a la EPA. Cuando los biocarburentes cambian de propietario, los RINs también son transferidos, y cuando un carburante renovable es mezclado para su venta minorista o embarcado en el puerto para ser exportado, el RIN es separado del carburante y puede ser usado para cumplir con las obligaciones del mandato o ser transferidos. El Código K del RIN cambia con la separación. Los mandatos del RFS son finalmente aplicados por los mezcladores de carburantes para su venta minorista y por los exportadores, no por los productores o importadores de biocarburentes. Ver: *Environmental Protection Agency (2010): Regulation of Fuels and Fuels Additives: Changes to renewable Fuel Standard Program; Final Rule, 40 CFR Part 80.*

⁴⁶³ Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007.*

Tabla III – 11: Producción total 2012 por tipo de carburante renovable (2).

Categoría del combustible		Diésel renovable no esterificado (VE 1,5)	Aceite para calefacción (VE 1,6)	Diésel renovable no esterificado (VE 1,6)	Diésel renovable no esterificado (VE 1,7)
Biocarburiante de Celulosa (D3)	RINs	NA	NA	NA	NA
	Volumen	NA	NA	NA	NA
Diésel Obtenido de Biomasa D4)	RINs	851.431	NA	11.2126.163	52.050.014
	Volumen	567.620	NA	7.010.102	30.617.651
Biocarburiante Avanzado	RINs	0	196.124	3.454.278	4.363.558
	Volumen	0	122.579	2.158.926	2.566.794
Carburante Renovable	RINs	0	0	0	0
	Volumen	0	0	0	0
Diésel de Celulosa	RINs	NA	NA	NA	NA
	Volumen	NA	NA	NA	NA

Fuente: (US-EPA, 2012c).

En las tablas III-10 y III-11 podemos observar cómo se han producido los RINs para las distintas clases de biocarburiantes que cumplen los requerimientos mínimos del RFS2.

De acuerdo con la EPA (2010), el mercado de RINs permite a los operadores obligados a usar biocarburiantes, adquirir los RINs específicos para los estándares de cada categoría en particular. El valor de mercado de los RINs surge de su capacidad de reemplazar la adquisición real de biocarburiantes, y como hay cuatro categorías separadas de mandatos de mezclas de biocarburiantes el valor de los RINs cambiará de acuerdo al valor dado por el mercado en cada categoría.

Cualquier compañía que produjera o importara menos de 10,000 galones de carburante renovable por año no se encuentra obligada a generar RINs para los volúmenes producidos o importados y no es necesario que se registren con la EPA mientras no adquieran los RINs generados por terceras partes. Bajo la EISA, esta excepción se extiende temporalmente, a los productores de carburantes renovables que produzcan menos de 125,000 galones anuales en las nuevas instalaciones de producción. Esta excepción tiene el propósito de permitir proyectos pilotos y plantas de demostración que se enfoquen en el desarrollo de nuevas tecnologías de conversión, obtener financiamiento durante las primeras etapas en vez de cumplir con las regulaciones del RFS2.⁴⁶⁴

Con la EISA-2007 el uso de etanol de granos de maíz se encuentra limitado para cumplir con la obligación futura del RFS y se espera que mucho del mandato adicional específico para carburantes avanzados, sea cubierto con el uso de etanol de caña de azúcar y de celulosa. Los requerimientos de

⁴⁶⁴ Como las categorías se encuentran anidadas, el precio de los RINs para una sub-categoría (i.e. biocarburiantes de celulosa o biodiesel) deben ser iguales o superiores que el precio de los RINs para la categoría de biocarburiantes avanzados, la que a su vez debe tener un precio igual o mayor que el precio de los RINs para la categoría total de carburantes renovables. Así, los valores de los RINs varían acorde con las diferentes categorías, además de las condiciones geográficas de la oferta y la demanda de biocarburiantes. Las diferencias de los valores de los RINs también reflejan el grado en el que el mandato asociado a una categoría especial de RINs es vinculante para un mercado en equilibrio. Por ejemplo, si el suministro de un biocarburiante específico, incluyendo la producción doméstica como las importaciones, excede el mandato RFS, entonces el precio de los RINs, menos los costes de transacción y los componentes especulativos, podría llegar a ser cero en el nivel del mandato establecido. Ver: (Thompson, S., & P., 2009).

36 billones de galones de carburantes renovales, deberán ser alcanzados en gran medida con etanol derivado de una variedad de materias primas, de acuerdo con la ley.

Existe un serio obstáculo en el uso de grandes cantidades de etanol para cumplir con estos mandatos, conocido como el muro de mezcla (*the Blend Wall*). Actualmente, aunque una porción del etanol se vende como carburante alternativo en grandes proporciones de mezcla como el E85, la mayoría es vendida como un aditivo para la gasolina convencional y reformulada, en bajas proporciones. Por un lado, la cantidad de etanol que podía ser mezclada con gasolina estaba limitada a 10 % del volumen de la mezcla o E10, una regulación aplicada por la EPA en el marco del cumplimiento de los estándares ambientales de la CAA, siendo “ilegal” el uso de mayores mezclas en automóviles convencionales. Diferente es el caso de las mezclas E85 que son permitidas por la ley en los vehículos de consumo flexibles- FFVs, que son especialmente diseñados para este uso. Sin embargo, la proporción de los FFVs en el mercado de automóviles es baja en comparación a los vehículos convencionales y además la mayoría de vehículos FFVs opera con gasolina, con lo cual su contribución al uso de carburantes renovables todavía es muy modesta.⁴⁶⁵

Los operadores del mercado de automóviles y la infraestructura de abastecimiento, presentan también desavenencias y limitaciones al uso de mayores mezclas de etanol.⁴⁶⁶ Los fabricantes de vehículos convencionales han venido garantizando los motores de sus vehículos para operar con mezclas de hasta el 10 % de etanol, y aunque es posible que los vehículos nuevos operen con niveles de mezclas mayores (como en el caso del mercado brasileño), los fabricantes son reticentes a garantizar el uso de tales mezclas en EEUU. Aún si la EPA levantara, como lo ha hecho recientemente, los límites del 10 % de mezclas con etanol, no queda claro si los nuevos propietarios de los vehículos estarían dispuestos a usar mayores mezclas carburantes sin la garantía explícita de uso de los fabricantes. Otro impedimento estaría dado por un tema de infraestructura. La mayor parte de la infraestructura existente, como tanques subterráneos de almacenamiento de carburantes o bombas de suministro, no está adecuadamente preparada para mayores mezclas y no está claro, si la infraestructura actual sea capaz de servir mayores concentraciones de etanol en las mezclas carburantes. Finalmente, los estándares y códigos estatales tendrían que ser modificados en el caso de un cambio en la normativa Federal relacionada con el uso de mezclas. (Yacobucci B. , 2010c)

Esto significa que aunque los mandatos de uso de carburantes renovables pretendan ser alcanzados con el uso de etanol, es probable que la limitación de 10 % de etanol en gasolina impida incrementar la demanda y cumplir los objetivos cuantitativos de carburantes renovables.⁴⁶⁷ Esto último sin tener en cuenta las importaciones y el desarrollo del uso del biodiesel para cubrir las brechas de cumplimiento dejadas por otras categorías.

De acuerdo con Yacobucci (2010), en el caso de que la demanda de gasolina se incremente, el tope de 10 % de etanol en mezcla se incrementará proporcionalmente, pero no podrá sobrepasar el muro de mezcla para alcanzar la obligación de uso, en el caso de que esta haya sido establecida en 15 billones de galones para el año 2012 donde se prevé que la demanda de gasolina estará por debajo de los 150000 millones de galones. Además, es todavía probable que a causa de las pocas

⁴⁶⁵ Ver: 42 U.S. Code § 7545 - Regulation of fuels y (Growth Energy, 2009).

⁴⁶⁶ Ver: (Yacobucci B. , 2010c)

⁴⁶⁷ . Ver: (Yacobucci B. , 2010c)

condiciones de la infraestructura en tanques y estaciones de suministro el límite real sea menor que el 10 % de etanol en mezcla.

En este contexto y ante estas condiciones, los productores de etanol solicitaron un incremento del porcentaje permitido de etanol en la gasolina.⁴⁶⁸ La EPA ha concedido dos exenciones parciales que de manera conjunta permiten la introducción en el comercio de gasolina que contenga un porcentaje mayor del 10 % y hasta un 15 % en el volumen de etanol en mezcla, para modelos del año 2001 y para los nuevos modelos de vehículos ligeros motorizados fabricados desde esa fecha en adelante. Asimismo, en octubre del 2010 la EPA, concedió la primera exención parcial para el E15 para su uso en vehículos ligeros nuevos como automóviles, camionetas ligeras y vehículos medianos de servicio de pasajeros. Posteriormente, en enero del 2011 la EPA concedió una segunda exención parcial consistente en permitir el uso del E15 para los vehículos ligeros fabricados entre 2001 y 2006. Con esto el E15 puede ser vendido legalmente por un productor de carburantes o de aditivos, cuando haya registrado el E15 y haya cumplido las condiciones para la exención, como el cumplimiento de los planes de mitigación enfocados a evitar el uso de E15 en vehículos no cubiertos por las exenciones.⁴⁶⁹

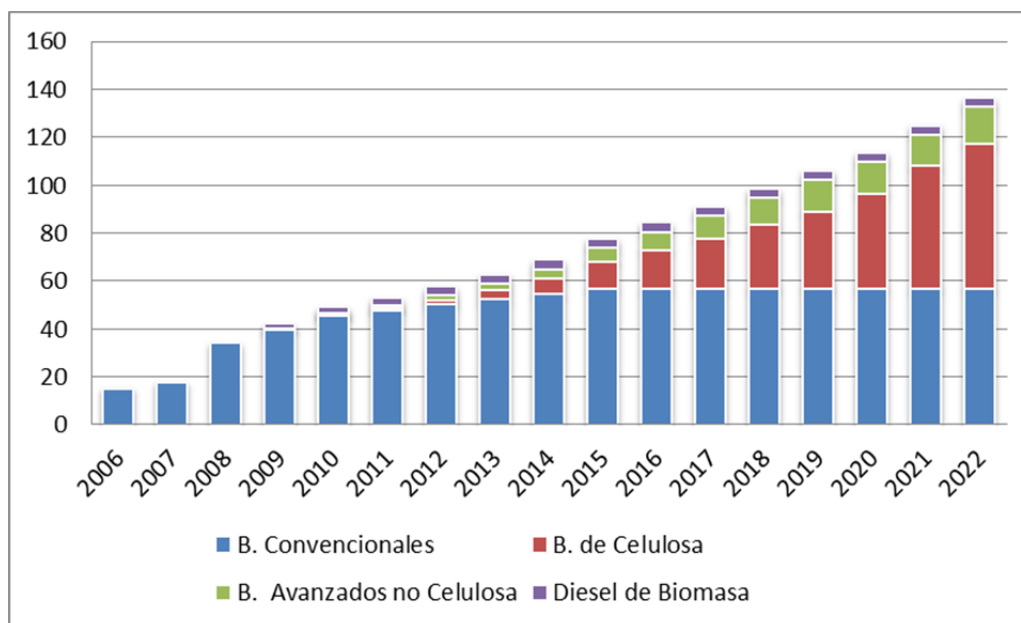
En el gráfico III-12 podemos observar las estimaciones de desarrollo del consumo de las cuatro categorías del RFS-2. Como vemos la EPA, prevé un incremento sustancial de los biocarburantes de celulosa para la próxima década, y en menor medida de los biocarburantes avanzados y el diésel de biomasa. Sin embargo, las condiciones tecnológicas y comerciales, no ha permitido incrementar la producción de los biocarburantes de celulosa, especialmente del etanol de segunda generación. Esto, como hemos observado, ha llevado a reducir en distintos momentos el RFS-2 para los biocarburantes de celulosa.

Estas condiciones de incumplimiento, junto con otros factores, como el muro de mezcla o el diseño regulatorio de cumplimiento, han abierto oportunidades en los mercados de biocarburantes de las demás categorías capaces de cumplir con las brechas dejadas por los carburantes avanzados. Este parece ser el caso del biodiésel de soja. Es probable que al final de la década, el biodiésel sea mucho más competitivo en EEUU, si se produce un incremento sustancial del precio de los RINs para el etanol carburante, potencialmente derivado de las políticas de promoción de etanol carburante en EEUU, así como las políticas aplicadas en otros países, que en conjunción con las políticas estadounidenses se encuentran impactando al alza los precios de los biocarburantes.

⁴⁶⁸ En 2009, la asociación de productores *Growth Energy* en nombre de 52 productores de etanol de EEUU solicitaron formalmente un exención de la aplicación de la sección 211(f) (4) de la *Clean Air Act*, para el uso de mezclas de etanol y gasolina que contengan una proporción del 15 % de etanol, argumentando que el uso del carburante aditivo no interferiría con el sistema o dispositivos de control de emisiones de los vehículos. Ver: (Growth Energy, 2009).

⁴⁶⁹ Ver: (US-EPA, 2012c).

Gráfico III – 12: Estimación de la Expansión del RFS2 frente al RFS1.



Fuente: Elaboración propia a partir de: *EISA 2007-Renewable Fuels Standard Program, Office of Transportation and Air Quality. US Environmental Protection Agency (2012)*

Hasta ahora la EPA no ha reducido las obligaciones totales de carburantes avanzados, a pesar de las significativas reducciones en las obligaciones de biocarburantes de celulosa. Es posible que el cumplimiento de las obligaciones específicas para biocarburantes de celulosa pase de 1.4 % a 27 % entre 2012 y 2022. Considerando el incremento progresivo de la cuota de biocarburantes de celulosa en el RFS-2, es probable que la EPA reduzca las obligaciones totales, así como de biocarburantes avanzados en una proporción igual a la reducción de las obligaciones de biocarburantes de celulosa. Esta cuota podría ser de 29 % para el periodo 2013-2014 y podría alcanzar el 87 % en 2022-2023. A pesar de esta gran reducción de las obligaciones de biocarburantes avanzados, la otra brecha del mandato, definida como la cuota de biocarburantes avanzados menos biodiesel y etanol de celulosa, tiene el potencial de incrementarse al menos en un 50 % en el mediano plazo, en relación con las previsiones iniciales del RFS-2. Dado que el etanol de maíz no es elegible para cumplir este mandato, la mayoría podría ser cubierta con importaciones de etanol de caña de Brasil, (tras la eliminación de los altos aranceles específicos a las importaciones de etanol carburante). Esto podría presionar aún más los precios mundiales del etanol en el mediano plazo.⁴⁷⁰

Además, la interacción entre los mercados de biodiesel y etanol carburante puede dar lugar a cambios en los niveles de consumo y producción. Como hemos observado el biodiesel, contrariamente a lo que sucede con el etanol carburante, es elegible para cumplir las obligaciones del RFS-2 y capturar cuotas no cubiertas por otros biocarburantes avanzados. La oferta para cubrir tales brechas de cumplimiento, han seguido siendo fomentadas desde el gobierno al extender los incentivos a la producción, tales como el crédito fiscal a los mezcladores de biodiesel durante 2013, en gran medida por el problema con el muro de mezcla en el mercado del etanol carburante.⁴⁷¹

⁴⁷⁰ Ver: OCDE-FAO (2013).

⁴⁷¹ Ver: OCDE-FAO (2013).

En EEUU la máxima cantidad de etanol que puede mezclarse con gasolina, tras la última regulación de la EPA, es apenas del 15 % para los vehículos producidos después del año 2001. Dado que los vehículos más antiguos pueden eventualmente salir del parque automotriz, la cantidad de etanol consumida en mezclas menores puede aumentar progresivamente hasta finales de la década. Esto en el caso de que las mezclas lleguen sin dificultades a los consumidores finales, el cual no es necesariamente el caso, al menos en el presente. En ausencia de un mercado de mezclas E15, el problema del muro de mezcla de 10 % podría afectar la expansión del mercado del etanol en los años siguientes.⁴⁷²

De acuerdo con la OCDE-FAO (2013), con los problemas del Muro de mezcla y ante un declive en la tendencia en el consumo de carburantes, la necesidad de expandir y hacer funcionar el mercado de mayores mezclas, tipo E85, adquiere suma importancia para el sector del etanol. Las mezclas de baja proporción (E10, E15) no serían suficientes para cubrir la demanda regulada de etanol en el mercado. Aun si el mercado del E15 comenzara a funcionar normalmente, el desarrollo e implementación comercial de los vehículos "*flex-fuel*" sería necesario para poder cumplir con las obligaciones de uso de biocarburantes previstas en el RFS-2. Esto solamente sería viable si la ratio de precio de etanol y gasolina refleja el contenido energético del etanol, lo que se produciría mediante un incremento de los precios de la gasolina que reflejen el incremento de los costes causados por el mayor precio de los RIN correspondientes al etanol. El incremento de los RINs correspondientes al etanol sería lo suficientemente alto para hacer más competitivo al biodiesel, que sería usado para cubrir la brecha de cumplimiento dejada por otros biocarburantes avanzados, lo que podría reducir los incentivos a las importaciones de etanol de caña de Brasil.

Además, la cantidad de biodiesel consumida en EEUU es mucho menor que la cantidad consumida por los vehículos en mezclas de baja proporción, lo cual refleja su potencial de expansión. Por esta razón, la ratio de precios no refleja el contenido energético del biodiesel en relación con el diésel, que en cualquier caso es mucho mayor que el contenido energético del etanol frente a la gasolina, 0,92 y 0,67 respectivamente. Asimismo, la regulación del cumplimiento relativo del biodiesel establece un 1,5 por unidad, lo que incentiva el uso del biodiesel al elevar su mayor capacidad de cumplimiento a un menor coste por galón. La competencia que entonces genera el biodiesel para cubrir otras brechas de cumplimiento no cubiertas por otros biocarburantes avanzados también sirve como válvula de escape para reducir la presión en los precios internacionales del etanol.

Por tanto, el rol del biodiesel parece ser más importante que el previsto por la EPA y se espera que capture las brechas de cumplimiento dejadas por otros biocarburantes, en tanto el precio de sus RINS es menor y más competitivo, lo que sumado a su regulación favorable (1,5), lo hace una opción económicamente atractiva de cumplimiento del estándar RFS-2.

III.2.1.4. Panorama de los instrumentos de mando y control aplicados a nivel Estatal

Los instrumentos de mando y control también se aplican a nivel estatal. Además del Estándar de Carburantes Renovables-RFS aplicado a nivel federal por la Agencia de Protección Ambiental-EPA, algunos Estados han decidido aplicar diferentes obligaciones de mezcla de biocarburantes con

⁴⁷² Ver: OCDE-FAO (2013).

carburantes fósiles dentro de sus propias jurisdicciones. Estas obligaciones de mezcla a nivel estatal se dan en la forma de obligaciones directas de mezclas de gasolina y diésel carburante con porcentajes fijos de etanol y biodiesel, con o sin incrementos progresivos, o también en la fórmula genérica de mezclas con carburantes alternativos.

Algunos Estados como Florida, Hawai, Missouri y Montana establecen mandatos exclusivamente para promover el uso de etanol carburante, algunos de ellos con características edáficas y climáticas muy favorables para el cultivo de materias primas muy eficientes para la producción, como la caña de azúcar en el caso de Florida y Hawai. El Estado de Minnesota por su parte, ya había establecido mandatos de uso de carburantes renovables antes de la entrada en vigor del RFS-1, además con un uso obligatorio de etanol, previsto de para 2014 del 20 %.

Otros Estados como Massachusetts, Minnesota o New México, vienen promoviendo el consumo de biodiesel o diésel renovable mediante mandatos obligatorios. Los demás Estados en general buscan promover el consumo de etanol y biodiesel o etanol y diésel renovable.

Algunos Estados como Florida, Hawai, Minnesota, Missouri, Montana, Oregón o Pennsylvania, promueven especialmente las mezclas de gasolina con etanol al 10 % o E10; pudiendo llegar hasta el 20 % (E20), como en el caso del estándar previsto en la regulación del de Estado de Montana a partir de 2015. Las mezclas obligatorias de etanol y gasolina en Estados como Luisiana o Washington, son más modestas, alcanzando el 2 %.

En Estados como Montana y Luisiana o Pensilvania, se vincula directamente la obligatoriedad del estándar a un nivel mínimo de producción del biocarburante, por debajo del cual el mandato de mezcla deja de ser vinculante. Estados como Florida, Luisiana u Oregón tienen en consideración la capacidad de producción y la logística de la cadena de valor para que sea plenamente exigible el estándar. Otros Estados flexibilizan el mandato cuando los precios del etanol son mayores que los de la gasolina, como es el caso de Missouri, o cuando la gasolina para la mezcla tiene un alto grado de octanaje como en el Estado de Oregón.

Asimismo muchos de los Estados que promueven las mezclas de etanol, vinculan la obligación de mezcla al cumplimiento de los estándares de la ASTM (*American Society for Testing and Materials*) principalmente los estándares D4806 y D4814-08b previstos para el etanol. Algunos como el Estado de Washington, subordinan las mezclas a los estándares federales de protección ambiental.

En el caso de las mezclas de Biodiesel o diésel renovable con diésel fósil, se establecen obligaciones de mezclas que pueden ir del 2 % (B2), hasta el 20 % (B20), siendo la más utilizada la mezcla al 5 % o (B5). Estados como Luisiana, Nuevo México, Oregón establecen mandatos de mezclas no progresivos, en una cantidad de 2 %, 5 % y 5 % respectivamente. En otros Estados como Massachusetts o Pennsylvania han establecido un calendario para el incremento progresivo del uso del biodiesel en mezclas carburantes que va del 2 % al 5 % y del 5 % al 20 % respectivamente.

El condicionamiento de las mezclas también depende de las capacidades logísticas y los problemas de producción y precios económicamente viables del biodiesel, como en el caso de los mandatos en el Estado de Washington, New Mexico, Luisiana. Este último además establece que para que se cumpla el mandato, el biodiesel objeto de la mezcla debe ser producido con materias primas locales, con el fin de estimular la producción doméstica de oleaginosas.

Finalmente, Estados como Oregón o Washington requieren el cumplimiento de los estándares ASTM D6751 o D975, para el B100 o el Diésel renovable respectivamente. En el caso del Estado de Massachusetts se requiere que el diésel renovable presente además reducciones de emisiones de GEI en el modelo de ciclo de vida LCA del 50 %. En el anexo III-1 podemos observar los mandatos obligatorios de mezclas aplicados a nivel estatal en la legislación vigente.

III.2.1.5. Otros instrumentos de mando y control vinculados al uso de biocarburantes.

Existen otros instrumentos de carácter regulatorio que en mayor o menor medida han tenido un impacto en el mercado de biocarburantes, aunque no forman parte del núcleo duro en que se ha basado la política de promoción del mercado del etanol o del biodiesel. Sin embargo, estos instrumentos han venido favoreciendo directa o indirectamente la demanda o la oferta de los biocarburantes. En ese sentido daremos un panorama de algunos de los principales instrumentos aplicados en la actualidad.

–Créditos para el cumplimiento de los Estándares CAFE (Corporate Average Fuel Economy) para los fabricantes de Vehículos de Consumo de carburantes alternativos AFVs

Este incentivo es administrado por La Administración Nacional de Seguridad en el Tráfico de Carreteras del Departamento de Transporte-DOT y fue establecido originalmente en 1988 por la modificación hecha mediante la *“Alternative Motor Fuels Act”* a la *“Energy Policy and Conservation Act”* promulgada en 1975, siendo modificado por varios estatutos, hasta su última adaptación hecha por la sección 109 de la EISA-2007. De acuerdo con la normativa vigente, los fabricantes de vehículos pueden obtener créditos mediante la fabricación y venta de vehículos de consumo de carburantes alternativos-AFVs, que el fabricante puede aplicar como medida de cumplimiento de los estándares de eficiencia en el uso de carburantes de los vehículos, *“Corporate average Fuel Economy-CAFÉ”*.

Los estándares CAFE forman parte de una serie de medidas regulatorias enfocadas en mejorar el promedio de la eficiencia de los carburantes usados en los automóviles y vehículos ligeros (distancia recorrida/unidad de carburante) vendidos en EEUU. Es estándar CAFE técnicamente es la media armónica de la economía del carburante ponderada por las ventas de las flotas de un tipo de modelo de vehículos fabricado por un productor determinado en EEUU, estando expresado en millas por galón. Si el promedio de la economía del carburante de la producción anual de una determinada flota vehicular cae por debajo del estándar definido previamente en la Ley, el fabricante paga una penalidad. Los fabricantes de vehículos de pasajeros y los camiones ligeros son los que están obligados a cumplir los Estándares CAFE aplicado a los vehículos de pasajeros y los camiones ligeros.⁴⁷³

Para la producción de vehículos que usan exclusivamente carburantes alternativos los créditos para el cumplimiento del CAFE son ilimitados, mientras que para la fabricación de vehículos de consumo flexible, que pueden operar tanto con carburantes convencionales como con carburantes alternativos, los créditos contra las obligaciones CAFÉ están limitados. El máximo incremento de la economía del carburante permitido con el uso de los créditos es 1,2 millas por galón hasta el año

⁴⁷³ Ver: (Yaccobuci & Bamberger, 2010d).

2014, siendo completamente eliminados en 2019. Entre las tecnologías que aplican para el reconocimiento de los créditos están los vehículos capaces de operar con mezclas carburantes al 85 % de metanol, al 85 % de etanol, gas natural, GLP, carburantes derivados de carbón, carburantes de origen biológico y electricidad (NHTSA, 2012).

Tabla III – 12: Estándares CAFÉ Vs. estimaciones del ahorro de combustibles ponderadas por las ventas (millas/galón)

Año-Modelo	Estándar CAFE	Coches			Est. CAFE Coches + camiones Ligeros
		Nacional	Importado	Combinado	
1978	18,0	18,7	27,3	19,9	19,9
1979	19,0	19,3	26,1	20,3	20,1
1980	20,0	22,6	29,6	24,3	23,1
1981	22,0	24,2	31,5	25,9	24,6
1982	24,0	25,0	31,1	26,6	25,1
1983	26,0	24,4	32,4	26,4	24,8
1984	27,0	25,5	32,0	26,9	25,0
1985	27,5	26,3	31,5	27,6	25,4
1986	26,0	26,9	31,6	28,2	25,9
1987	26,0	27,0	31,2	28,5	26,2
1988	26,0	27,4	31,5	28,8	26,0
1989	26,5	27,2	30,8	28,4	25,6
1990	27,5	26,9	29,9	28,0	25,4
1991	27,5	27,3	30,1	28,4	25,6
1992	27,5	27,0	29,2	27,9	25,1
1993	27,5	27,8	29,6	28,4	25,2
1994	27,5	27,5	29,6	28,3	24,7
1995	27,5	27,7	30,3	28,6	24,9
1996	27,5	28,1	29,6	28,5	24,9
1997	27,5	27,8	30,1	28,7	24,6
1998	27,5	28,6	29,2	28,8	24,7
1999	27,5	28,0	29,0	28,3	24,5
2000	27,5	28,7	28,3	28,5	24,8
2001	27,5	28,7	29,0	28,8	24,5
2002	27,5	29,1	28,8	29,0	24,7
2003	27,5	29,1	29,9	29,5	25,1
2004	27,5	29,9	28,7	29,5	24,6
2005	27,5	30,5	29,9	30,3	25,4
2006	27,5	30,3	29,7	30,1	25,8
2007	27,5	30,6	32,2	31,2	26,6
2008	27,5	31,2	31,8	31,5	27,1
2009	27,5	32,1	33,8	32,9	29,0
2010	27,5	33,1	35,2	33,9	29,3
2011	30,2	32,5	35,3	33,8	29,6
2012	32.7 ^d	34,5	36,4	35,2	33,2

Fuente: U.S. Department of Transportation, NHTSA (2012) "Summary of Fuel Economy Performance,"

En la tabla III-12 podemos observar el incremento progresivo de las millas por galón en la fabricación de nuevos vehículos desde la implementación de los estándares CAFÉ. Mucho de este incremento en el cumplimiento del estándar CAFÉ se ha realizado mediante la fabricación de vehículos de consumo de carburantes alternativos, principalmente vehículos flex-fuel.

Con el advenimiento de la regulación final de los estándares CAFE establecidos para los modelos del año 2011, los vehículos de pasajeros y las camionetas ligeras tuvieron un objetivo diferenciado con mayores objetivos para los pequeños vehículos y menores para los más grandes. La agencia estima los beneficios de la regulación de los estándares CAFÉ pudieron alcanzar alrededor de los \$1000 millones durante la vida útil de los vehículos en 2011. Entre los beneficios se incluye los beneficios sociales como medioambientales, principalmente por el impacto de la regulación en la reducción del consumo de carburantes fósiles y de las externalidades negativas como la reducción de emisiones de

gases de efecto Invernadero y otros contaminantes del aire, que implica el incremento del uso de carburantes renovables.

–Liberación del cumplimiento de estándares para la conversión de vehículos convencionales a Vehículos de Consumo de Carburantes Alternativos AFVs

La EPA establece protocolos para facilitar el cumplimiento de los estándares relacionados con los sistemas de conversión de vehículos para que operen con carburantes renovables. Los sistemas de conversión son aquellos que modifican los vehículos y los motores con el fin de que estos puedan operar con carburantes distintos de aquellos para los que fueron diseñados originalmente. Dado que el uso de carburantes alternativos abre una nueva posibilidad de elección de combustibles para los consumidores, muchos optan por la conversión de los vehículos para adaptarlos al combustible de su elección. La conversión de vehículos convencionales de fabricación original, que sean alterados para operar con propano, gas natural, gas metano, etanol o electricidad, son clasificados como conversiones AFVs de postventa. La conversión de los vehículos se encuentra regulada por la EPA con el fin de mantener el control sobre las emisiones. Todas las conversiones, excepto aquellas que sean completadas para operar con electricidad, deben cumplir los estándares aplicables de la Agencia de Protección Ambiental- EPA.⁴⁷⁴

Cualquier cambio de la configuración original de un vehículo o motor certificado, incluyendo la conversión para consumo de carburantes alternativos, es una violación potencial de la prohibición establecida en la sección 203 (a) (3) de la CAA, contra la manipulación. Sin embargo la EPA ha flexibilizado el cumplimiento de los estándares para favorecer el uso de carburantes renovables. Para esto la EPA ha establecido algunos protocolos mediante los cuales los fabricantes de las conversiones pueden exceptuarse del cumplimiento de la prohibición al demostrar que los controles de emisiones en los vehículos convertidos o los motores continuarán funcionando apropiadamente y que la contaminación no se incrementará como resultado de la conversión.⁴⁷⁵

–Requerimientos para el Etiquetado de Vehículos y Carburantes Alternativos

Los vehículos de consumo de carburantes alternativos, AFVs, así como los dispensadores de carburantes alternativos deben ser etiquetados debidamente con el fin de brindar una adecuada información a los consumidores finales. Todos los vehículos AFVs, nuevos y usados, incluidos los vehículos convertidos a AFVs deben estar claramente etiquetados con el rango de autonomía del vehículo, así como toda la información necesaria sobre el uso de los carburantes. Los dispensadores de carburantes alternativos deben además etiquetar claramente el nombre del carburante y el octanaje. Esta regla aplica para los siguientes tipos de carburantes: metanol, alcohol desnaturalizado y otros alcoholes; mezclas de 85 % o mayores, que contengan metanol, alcohol desnaturalizado, u otros alcoholes, gas natural, GLP, hidrógeno o biocarburantes líquidos de carbón; así como mezclas de biodiesel al 5 % del volumen (B5) y electricidad.⁴⁷⁶

-Incentivos en la forma de exenciones del cumplimiento de regulaciones específicas a nivel estatal

⁴⁷⁴ Ver: (US-EPA, 2012e)

⁴⁷⁵ Ver: (US-EPA, 2012e)

⁴⁷⁶ Ver: (US-FTC, 2012)

Algunos Estados buscan estimular mercado de biocarburantes exonerando del cumplimiento de ciertas regulaciones que se aplican normalmente a los demás carburantes fósiles, así como a los vehículos convencionales que los consumen. Las exenciones son de distinta naturaleza y pueden ser aplicadas sobre las obligaciones de inspección, de registro o las obligaciones relacionadas a la declaración de aspectos puntuales o generales respecto a la operatividad, funcionamiento o resultado obtenido en alguna fase de la cadena de valor de los biocarburantes, pudiendo afectar tanto la producción como el consumo. Entre los estados que aplican esta clase de medidas se encuentran Colorado, El distrito de Columbia, Idaho, Minnesota, Missouri, Nevada, North Carolina, Virginia y Wisconsin. En la tabla III-13 podemos observar los detalles de esta clase de medidas aplicadas en la legislación estadual actual.

Tabla III – 13: Exenciones de cumplimiento de regulaciones aplicadas en algunos Estados

Colorado	Exención para el cumplimiento del límite de peso de los vehículos de consumo de carburantes alternativos-AFVs: de acuerdo con el rating de Peso bruto vehicular, los límites para los vehículos AFVs son 1000 libras más que para aquellos vehículos convencionales equivalentes, siempre que consumas carburantes alternativos o carburantes alternativos y convencionales en carreteras que estén fuera del sistema interestatal.
D. of Columbia	Exención de las restricciones a la conducción de vehículos para los AFVs: Los vehículos de consumo de carburantes limpios certificados, están exentos de las restricciones de tiempo de conducción diaria y semanal, así como de las prohibiciones a los vehículos comerciales.
Idaho	Exenciones para la producción de biodiesel para uso personal: El biodiesel producido para uso personal, con un límite de hasta 5000 galones por año fiscal para el consumo personal, está exento del pago de la tasa de transferencia de petróleo de \$0,01 por galón de biodiesel y de la obligación de la obtención de licencia d distribución de carburantes.
Minnesota	Exenciones a la declaración de impacto ambiental para las instalaciones de producción de etanol: Una instalación de producción de etanol que produzca menos de 125 millones de galones anualmente y que está localizada fuera del área metropolitana seta exenta de la preparación del estudio de impacto ambiental y su declaración. Tampoco es requerida la declaración de evaluación de impacto ambiental para la expansión de las instalaciones de producción de etanol o biobutanol, o para la conversión de una instalación de etanol para la producción de biobutanol.
Missouri	Exención de la inspecciones de emisiones para los vehículos AFVs: Los Vehículos que son propulsados por carburantes renovables diferentes de la gasolina y que están exentos de la inspección de emisiones para vehículos motorizados establecida en la regulación Federal están exentos de los requerimientos de inspección de emisiones estatales.
Nevada	Exención a la inspección de emisiones para vehículos AFVs y otros: Los vehículos AFVs se encuentran exentos de los requerimientos de prueba de emisiones del Programa de Control de Emisiones de Nevada. Exenciones al pago de tasas por estacionamiento para los vehículos AFVs: Todas las autoridades locales con medidor en las áreas de estacionamiento públicas dentro de su jurisdicción, deben establecer un programa para que los Vehículos AFVs no paguen las tasas, estableciendo una calcomanía distintiva para estos últimos
North Carolina	Bono de exención para los pequeños proveedores de biocarburantes: Los mezcladores o proveedores de etanol o biodiesel no están obligados a presentar una fianza para el Departamento de Ingresos del Estado de North Carolina, cuando los pasivos fiscales esperados sean menos que \$2000.
Virginia	Exención de registro de materias primas para biocarburantes: Los individuos que transporten grasa residual de cocina para su conversión a biocarburantes, se encuentran exentos de registrarse en el Departamento de Sanidad de Virginia y del pago de la tasa de registro de \$100 por vehículo.
Wisconsin	Exención de inspección para el productor de carburantes renovables: Los 1000 primeros galones de carburantes renovables de la producción individual de cada año, se encuentran exentos de los pagos y requerimientos de inspección para el petróleo, que no sean requeridos por las leyes federales. Estas exenciones solo aplican si el carburante es usado en el consumo personal y no para ser comercializado.

Fuente: Elaboración Propia a partir de: (US-DOE, 2013a)

III.2.2. Instrumentos económicos en la forma de Incentivos fiscales para la promoción de los biocarburantes en EEUU

Los incentivos fiscales han sido uno de los principales instrumentos utilizados por el gobierno federal para promover el mercado de biocarburantes en EEUU desde finales de los años 1970s, y forman parte de la política fiscal que grava los carburantes usados en el transporte. De acuerdo con Lazzari (2007), la estructura de los impuestos federales sobre los carburantes de automoción ha estado

históricamente influenciada por factores relacionados principalmente con tres políticas públicas vinculadas a:

- La generación de ingresos para la reducción de déficit presupuestario;
- La generación de ingresos para el desarrollo de infraestructura de carreteras;
- Por consideraciones de “Política energética”

En este contexto, la política fiscal de los biocarburantes se encuentra vinculada principalmente al tercer factor, la política energética. Aun cuando antes de los años 1970s se utilizaron instrumentos económicos de carácter fiscal principalmente para promover una economía energética basada en el uso del petróleo y el gas; es desde esta fecha en adelante que estos instrumentos de política pública se han convertido en una de las piezas más importantes del desarrollo de la política energética del gobierno Federal. Desde la crisis del petróleo la tradicional política fiscal de la energía en favor del petróleo y el gas se revirtió, estableciéndose nuevos impuestos selectivos y la introducción de numerosas preferencias fiscales por la conservación de la energía, el desarrollo de carburantes alternativos y la comercialización de las tecnologías para la producción de esos combustibles alternativos (energías renovables como la solar, eólica y la biomasa, así como para el desarrollo de fuentes fósiles no convencionales tales como los esquistos bituminosos o el metano de las capas carboníferas). Como resultado de las dos crisis del petróleo se produjo un cambio en el enfoque de la política fiscal en el sector energético, que se dejó de centrarse solamente en el fomento del suministro de petróleo y gas, y puso más énfasis en el ahorro energético y en el desarrollo de energías renovables (Lazzari, 2006).

En el sector del transporte, que representa el mayor consumo de petróleo por sectores de EEUU, los principales objetivos de la fiscalidad de la política energética han sido: Por un lado, la reducción de la dependencia en las importaciones de petróleo y aumento de la seguridad energética nacional mediante una variedad de subsidios fiscales enfocados en promover la producción doméstica de energía. Por otro lado, el incremento de problemas ambientales relacionados con el uso de fuentes primarias de energía fosilizadas ha servido para fomentar el desarrollo de mercado de energías renovables y de tecnologías de eficiencia energética. En un mercado caracterizado por una baja elasticidad precio de la demanda, los incentivos fiscales al desarrollo de productos energéticos alternativos y al ahorro energético se fundamentan en la contribución del sector del transporte al coste de la dependencia en las importaciones energéticas, por lo que se enfocan en reducir progresivamente los costes energéticos y medioambientales derivados del uso de combustibles fósiles importados. En el marco de esta política energética para el transporte, el rol de los carburantes alternativos y específicamente de los biocarburantes ha sido central y muchos incentivos fiscales han sido diseñados y utilizados para promover su expansión en el mercado de carburantes para la automoción (Lazzari, 2005).

La estructura de los impuestos especiales aplicados a los carburantes o productos energéticos alternativos usados en el transporte ha evolucionado hacia un complejo sistema fiscal, con tasas fiscales variando por cada tipo de combustible y por el contenido energético de los combustibles. Tres ha sido los principales productos energéticos que se benefician de la discriminación fiscal frente a la gasolina y el diésel: la electricidad, el Gas natural comprimido y el gasohol (mezclas al 10 % de gasolina con etanol obtenido de biomasa). A la electricidad por no ser considerada en la legislación como carburante, no recibe presión fiscal, ni a nivel federal, ni a nivel estatal; el GNC solamente se le

aplica la tasa de reducción del déficit y el etanol contenido en el gasohol por una reducción de 5,4 centavos de dólar por galón (Lazzari, 1997).

El *“Internal Revenue Code”* recoge los impuestos selectivos que afectan a la mayoría de carburantes usados en los diferentes sistemas de transporte, con un sistema que aplica las tasas fiscales por galón para cada tipo de carburante (gasolina, diésel, etc.) y para cada tipo de transporte (carretera, tren, aire, agua). En general cualquier tipo de carburante líquido usado en el transporte, que no esté expresamente exento, está sujeto a impuesto (Lazzari, 1997).

De acuerdo con la sección 4081 del IRC, los carburantes más utilizados en el transporte, como la gasolina y el diésel, son gravados con tasas de \$18,3 y \$24,3 centavos por galón, que se dividen en dos componentes: en el caso de la gasolina, \$14 centavos corresponden al *“Federal Highway Trust Fund”*, y \$4,3 centavos corresponden a la tasa de reducción del déficit; en el caso del Diésel, \$20 centavos corresponden al *“Federal Highway Trust Fund”* y \$4,3 centavos van al fondo de reducción del déficit.⁴⁷⁷

En el caso de los carburantes alternativos como en el caso de los carburantes convencionales, la regla general es que se grave el carburante líquido suministrado en el tanque de un vehículo terrestre o barco de motor. Muchos de los carburantes alternativos son gravados a 18,3 centavos para su uso en la carretera en tanto no haya una expresa exención fiscal. En el caso de los biocarburantes, principalmente etanol y biodiesel, se han venido aplicando una serie de beneficios fiscales que en general reducen las tasas de los impuestos (correspondientes a la gasolina y el diésel con que son mezclados) en razón de la proporción del contenido del biocarburante en la mezcla y el tipo del biocarburante. Por ejemplo, si se aplica una exención de \$5,4 centavos para una mezcla de gasolina y etanol al 10 %, la tasa que pagaría la gasolina pura de \$18,3 centavos por galón, pasaría ser en el caso del gasohol, de \$12,9 centavos por galón.⁴⁷⁸

III.2.2.1. Evolución de los principales incentivos fiscales aplicados sobre los carburantes alternativos

Los incentivos fiscales a los biocarburantes aparecieron en los EEUU hace más de 30 años con la promulgación de la *“Energy Tax Act”* de 1978. Desde entonces muchas revisiones, adiciones y extensiones sobre los incentivos fiscales aplicados al etanol, el biodiesel y otros carburantes alternativos han venido siendo aplicados por el Congreso Estadounidense, para fomentar tanto la producción como su consumo.

El primer mecanismo de aplicación de los incentivos federales al etanol consistía en una reducción en el impuesto selectivo federal aplicado a gasolina, cuando esta era mezclada con etanol. La *“Energy Tax Act”* de 1978, establecía desde enero de 1979 una exención de \$4 centavos/galón sobre el impuesto selectivo a los carburantes de automoción sobre las mezclas de gasolina con etanol al 10 %. Asimismo, la ley preveía un crédito fiscal del 10 % de la inversión en energía para los equipos de conversión de biomasa en etanol, así como un crédito fiscal general del 10 % para la inversión en el sector.⁴⁷⁹

⁴⁷⁷ Ver: *IRC Sec-4091 y 4041(a)*

⁴⁷⁸ Ver: *IRC Sec-4091 y 4041(a)*

⁴⁷⁹ Ver: *Public Law 95-618: Energy Tax Act of 1978.*

Posteriormente el gobierno federal promulgó la “*Crude Windfall Profit Tax Act*” de 1980, que tuvo como principal objetivo recuperar los ingresos federales, estableciendo un impuesto selectivo a los ingresos extraordinarios de las compañías petroleras a causa del agudo incremento los precios del crudo. Con esta norma se extendió la aplicación de la exención fiscal del impuesto selectivo de los carburantes para el gasohol y otros carburantes de alcohol hasta el 31 de Diciembre de 1992 (Lazzari, 2006b).

Además, de la exención del impuesto selectivo al etanol, la norma estableció un crédito no reembolsable del impuesto a la renta para el uso de ciertos carburantes obtenidos de alcohol.⁴⁸⁰ La cantidad del crédito fue establecida en \$0,40 por cada galón de alcohol usado en la producción de carburantes obtenidos de alcohol, más \$0,40 por cada galón usado por el contribuyente como carburantes en el comercio o negocios, o vendido por el contribuyente en el mercado minorista como carburante automoción. La vigencia del crédito fiscal establecido por esta ley era también hasta el 31 de diciembre de 1992, pero fue expandida a través de normas posteriores. Del crédito contra el impuesto a la renta, se debía reducir cualquier beneficio proveniente de la reducción del impuesto especial a los carburantes, dado que estos dos impuestos no tienen carácter acumulable.⁴⁸¹

Posteriormente con la promulgación de la “*Surface Transportation Assistance Act-STAAct*” de 1982, se estableció en el Título V: Ley de Ingresos de las carreteras, una enmienda al Código de Ingresos Internos (en adelante IRS) que incrementó el impuesto selectivo sobre la gasolina y el diésel carburante, de \$4 a \$9 centavos por galón, mientras que la norma estableció una reducción del impuesto selectivo para E85 de \$9 centavos por galón. Los carburantes como el metanol y el etanol, así como otros combustibles usados fuera de la carretera, quedaban liberados del impuesto selectivo.⁴⁸²

En 1984, la “*Deficit Reduction Act*” incrementó el impuesto al diésel carburante de \$9 a \$15 centavos por galón. La ley también incrementó la exención fiscal para el gasohol de \$5 centavos por galón a \$6 centavos por galón, para favorecer las mezclas de al menos 10 % de etanol, reduciendo la tasa aplicada al gasohol de \$4 a \$3 centavos por galón. Paralelamente se mantenía la exención de \$9 centavos por galón para los alcoholes puros, extendiéndose ésta para los alcoholes obtenidos de gas natural. Asimismo, la norma incrementó el crédito del impuesto a la renta por la producción de etanol, que pasó a \$ 60 centavos por galón del biocarburante.⁴⁸³

Dos años más tarde, con la “*Tax Law Reform*” de 1986, se redujeron las exenciones fiscales contra el impuesto selectivo, aplicadas a las grandes mezclas de etanol E85, de los \$9 centavos por galón de E85 aplicados en la STAAct de 1982, a \$6 centavos por galón para las ventas realizadas desde 1987.⁴⁸⁴

Con la “*Omnibus Budget Reconciliation Act*” de 1990, se incrementó el Impuesto Selectivo a la gasolina hasta \$14,1 centavos por galón. Asimismo, se reduce a \$5,4 centavos por galón, la exención

⁴⁸⁰ Incluido el metanol y etanol, pero no aquellos obtenidos de petróleo, gas natural, carbón o alcohol con graduación menor a 150.

⁴⁸¹ Ver: *Public Law 96-223: Crude Oil Windfall Profit Act of 1980.*

⁴⁸² Ver: *Public Law 97-987: Surface Transportation Assistance Act of 1982.*

⁴⁸³ Ver: *Public Law 98-369: Deficit Reduction Act of 1984.*

⁴⁸⁴ Ver: *Public Law 99-514: Tax Reform Act of 1986.*

fiscal aplicada contra el impuesto selectivo a las mezclas de gasohol al 10 %. Igualmente, el crédito sobre el impuesto a la renta queda reducido a \$54 centavos por galón de etanol hasta el año 2000. La ley además estableció un crédito fiscal sobre el impuesto a la renta aplicado a los pequeños productores de etanol, consistente en \$10 centavos por galón del biocarburante.⁴⁸⁵

Dos años después con la promulgación de la *“Energy Policy Act”* de 1992, las exenciones fiscales se ampliaron a otras proporciones de mezclas. Estas que se aplicaban solamente a las mezclas de gasolina con alcohol al 10 %, pasaron a aplicarse a las mezclas de gasohol al 5,7 % de alcohol y de gasohol al 7,7 %, en el marco de promoción del uso de oxigenantes para reducir la contaminación en las ciudades en el marco de la política medioambiental regulada por la EPA.⁴⁸⁶

Asimismo, para estas exenciones fiscales del impuesto selectivo también se tenían en cuenta las mezclas de diésel y etanol obtenido de biomasa, mezcla conocida como *“dieselhol”* a la que se le aplicaba una exención de \$5,4 centavos por galón de a mezcla, y que resultaba en una tasa equivalente al \$18,9 centavos /galón en el caso del etanol y en el caso de metanol de \$18,3 centavos por galón.⁴⁸⁷

A las mezclas al 85 % de alcohol (etanol o metanol) con carburantes especiales (a los que les correspondía pagar una tasa similar a la de la gasolina de 18,3 centavos/galón), se les aplicaba unas exenciones de 5,9 y 6,0, resultando en tasas finales de 12,4 y 12,3 respectivamente. En el caso del etanol puro E100 y el metanol puro M100, las tasas era las mismas. Sin embargo, en todos los casos el alcohol debía tener un grado de pureza del 95 % y no podía haber sido obtenido de petróleo, gas natural o carbón, por lo que estos incentivos fiscales buscaban incrementar la competitividad del etanol frente al MTBE que dominaba por entonces el mercado de aditivos.

De acuerdo con Lazzari (1997), esta limitación significaba en la práctica que la exención fiscal solo le correspondía al etanol obtenido de biomasa, dado que aunque en teoría el metanol calificaba para la exención, como la mayoría de los productores de metanol lo obtenían de gas natural, entonces la mayoría del metanol quedaba fuera de esta previsión legal.

En el caso de los carburantes especiales de automoción que eran 85 % de alcohol (etanol o metanol) obtenido de gas natural, se aplicaba una exención separada de \$7 centavos /galón, que resultaba en una tasa efectiva de \$11,3 centavos/galón para dichas mezclas. Asimismo, el IRS permitía que las mezclas de gasolina y ETBE⁴⁸⁸ también calificaran para la exención fiscal para los alcoholes. Las

⁴⁸⁵ Ver: *Public Law 101-508: Omnibus Budget Reconciliation Act of 1990.*

⁴⁸⁶ Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁴⁸⁷ Aun cuando el metanol podía calificar para producir una mezcla elegible para exención fiscal, de acuerdo a las provisiones del IRC el metanol quedaba descalificado por la *“Clean Air Act de 1990”*, debido al incremento asociado de emisiones de contaminantes que forman ozono. Con el incremento de las tasas para la gasolina y el diésel, las exenciones que se aplicaban a tasas proporcionales al contenido del biocarburante eran de \$ 4,158 centavos por galón en el caso de mezclas al 7,7 % (gravadas finalmente a \$14,142 centavos /galón) y \$3,078 centavos por galón para la mezclas al 5,7% (gravadas finalmente a \$15,222 centavos por galón) (Lazzari, 1997).

⁴⁸⁸ El ETBE (*ethyl tertiary butyl ether*) es un compuesto derivado de una reacción química entre el etanol y el isobutileno, un subproducto del proceso de refinado del petróleo y del gas natural líquido. En este proceso el etanol es químicamente transformado y no está presente en el producto final.

regulaciones del IRS permitían mezclas al 12,7 % de ETBE (equivalente al 5,7 % de alcohol) para cualificar para una exención de \$3,078 centavos por galón.⁴⁸⁹

Posteriormente con la *“Omnibus Budget Reconciliation Act”* de 1993, se incrementó nuevamente el impuesto selectivo a los carburantes usados en el transporte, correspondiendo a la gasolina hasta un impuesto de hasta \$18,4 centavos por galón, mientras que en el caso del diésel el incremento alcanzó los \$24,3 centavos por galón. Este último además, era gravado además por otro impuesto selectivo.⁴⁹⁰

Aunque las exenciones al impuesto a la renta aplicado a los productores de etanol se mantuvieron a \$54 centavos por galón del biocarburente.⁴⁹¹, con la *“Transportation Equity Act for the 21st Century”* de 1998, se inició un calendario para la reducción de las exenciones fiscales sobre el impuesto a la renta aplicadas a los productores de biocarburentes, que fue preestablecido en la última actualización de la *“Intermodal Transportation Efficiency Act of the 21st Century”* de 1997. Con este cambio las exenciones pasaron de \$53 centavos por galón en el periodo 2001-2002, a \$52 centavos por galón en el periodo 2003-2004.⁴⁹²

La estructura del sistema fiscal de los carburantes de automoción en EEUU, se había convertido en un complejo y laberíntico sistema de tributación con tasas que variaban en razón del tipo de carburante y que eran ajustados de acuerdo al contenido energético de los carburantes.⁴⁹³ En particular, tres combustibles usados en la automoción eran favorecidos por este sistema: la electricidad, el Gas Natural Comprimido (GNC) y las mezclas del gasohol al 10% de etanol obtenido de biomasa. La electricidad (porque no era considerado un carburante líquido de carretera); el GNC por solo ser gravado por la recién impuesta tasa de reducción del déficit y el gasohol por la exención fiscal de 5,4 centavos por galón. Sin embargo, otros carburantes alternativos como el LPG, el LNG y el metanol puro, eran gravados con tasas efectivas mayores que las de la gasolina, lo que se podría tal discriminación fiscal interpretar revela las elecciones políticas por algunas tecnologías de sustitución, como los biocarburentes y en especial el etanol.⁴⁹⁴

III.2.2.2. Principales incentivos fiscales aplicados para el fomento de los biocarburentes en EEUU

Entre los principales incentivos fiscales aplicables para la promoción de biocarburentes destacan los créditos fiscales volumétricos aplicados contra el impuesto selectivo-VEETC. Este tipo de incentivo

⁴⁸⁹ Ver: (Lazzari, 1997).

⁴⁹⁰ Ver: *Public Law 103-66: Omnibus Budget Reconciliation Act of 1993.*

⁴⁹¹ Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁴⁹² Ver: *Public Law 102-240: Intermodal Surface Transportation Efficiency Act y Public Law 105-178: Transportation Equity Act for the 21st Century.*

⁴⁹³ Todos los carburantes alternativos tienen menos energía por galón (*British Thermal Unit-BTU*) que la gasolina o el diésel carburante, es decir tiene un menor contenido energético por galón o un menor BTU. Esto significa que, para la misma distancia recorrida, se necesita más galones de carburante alternativo que de gasolina, lo que resulta en un mayor impuesto pagado por galón de gasolina equivalente que por galón del carburante alternativo. La alta densidad energética de la gasolina y el diésel es una de sus principales ventajas comparados con las demás energías alternativas, dadas las limitaciones de capacidad de almacenamiento en el tanque. Los efectos en la oferta y demanda y por tanto en el precio del mercado, en la cantidad del carburante utilizado y las posibilidades de sustitución entre carburantes, dependen en la corrección fiscal sobre las base del contenido energético (Lazzari, 1997).

⁴⁹⁴ Ver: (Lazzari, 1997).

ha sido uno de los instrumentos más importantes, de una serie de instrumentos fiscales para promover el desarrollo del mercado del etanol carburante, del biodiesel y de otros carburantes renovables. Además de aplicarse contra el impuesto selectivo a los carburantes que gravan los productos energéticos usados en el transporte, los créditos fiscales también pueden aplicarse contra el impuesto a la renta. A continuación presentaremos cuales han sido los principales incentivos fiscales recogidos en la legislación estadounidense de promoción de biocarburantes.

III.2.2.2. 1. El Crédito fiscal Volumétrico sobre el Impuesto Selectivo, aplicado al Etanol Carburante: “VEETC”

Desde 1978 hasta 2004, la exención fiscal contra el impuesto selectivo a los carburantes (gasolina, diésel y otros carburantes para el transporte) había sido el mayor subsidio para la industria del etanol y sin este estímulo fiscal esta industria probablemente no hubiera existido o hubiera sido sustancialmente más pequeña. La exención fiscal a los biocarburantes, sin embargo, reducía los ingresos para el “*Highway Trust Fund (HTF)*”, lo cual generaba un problema presupuestario para el gobierno.

Desde que fue promulgado en 1932 hasta el año fiscal 2003, el impuesto a la gasolina había generado alrededor de \$400.000 millones en ingresos brutos, miles de millones más si se contabilizan los impuestos al diésel y otros carburantes especiales. Sin embargo, los ingresos netos por los impuestos selectivos a los carburantes alcanzaban solo \$300.000 netos, a causa de que alrededor de \$100.000 millones eran deducibles de los impuestos selectivos como costos de negocios. Asimismo en el año fiscal 2003, solamente el impuesto selectivo a la gasolina generó \$20,100 millones en ingresos fiscales para el HTF, \$8.600 millones más fueron generados de los impuestos selectivos al diésel y otros millones de dólares provenientes de impuestos espaciales a otros carburantes.⁴⁹⁵

Como hemos analizado en el punto precedente, hasta antes de enero del 2005, los mezcladores de etanol podían calificar para una exención de \$5,2 centavos por galón de mezcla aplicada contra el impuesto selectivo a los carburantes. Además de esta vía, los mezcladores podían reclamar un crédito similar de \$5,2 contra el impuesto a la renta. Sin embargo este crédito no tenía el mismo valor económico para los mezcladores, principalmente porque no estaba disponible inmediatamente después de realizar la mezcla, por lo que los mezcladores tenían que esperar a hacer sus declaraciones del impuesto a la renta para deducir la cantidad del crédito. Además, el crédito contra el impuesto a la renta no era reembolsable, y solo se extendía a las obligaciones fiscales. Por estas razones, los mezcladores elegían en su mayoría las exenciones fiscales contra el impuesto selectivo. Esto ocasionaba pérdidas de los ingresos fiscales para el HTF por la reducción de la carga fiscal a las gasolinas mezcladas.

Mientras el impuesto selectivo sobre las mezclas generaba miles de millones en ingresos fiscales, la menor tasa de impuestos debido a las exenciones, significaba que esas mezclas reducían los ingresos para el HTF, al no ser gravadas a las mismas tasas que la gasolina pura. Desde 1978, cuando fue

⁴⁹⁵ En total el HTF recolectó \$33,700 millones en el año fiscal 2003, cerca del 90 % de impuestos de los carburantes para motor, de los cuales la mayoría provenían de impuesto a la gasolina. Esos totales incluyen los ingresos generados de los impuestos a las mezclas de gasolina con alcohol, en su mayor parte con etanol, el cual alcanzó alrededor de \$4,100 millones brutos menos \$1000 millones de compensaciones en concepto del impuesto a la renta (Brian, 2001).

promulgada por primera vez la exención fiscal para los alcoholes carburantes, hasta el año fiscal 2004, se estima una pérdida neta de ingresos para el tesoro federal de aproximadamente \$14,000 millones. La solución consistió en sustituir la exención fiscal por un crédito fiscal volumétrico contra el impuesto selectivo: el VEECT. La pérdida de ingresos del HTF se reduciría notablemente desde entonces, a la vez que se seguía subsidiando el etanol (Lazzari, 2005b).

Así, el 22 de octubre del año 2004 se promulgó la Ley Pública 108-357: “*American Jobs Creation Act-AJCAct*” y se estableció una nueva fórmula para aplicar incentivos económicos mediante créditos fiscales a los biocarburantes. El crédito al Impuesto selectivo, (*Volumetric Ethanol Excise Tax Credit-VEETC*), es aplicado sobre el volumen de etanol mezclado en los carburantes de automoción. El VEETC tomó el lugar de la antigua exención parcial del impuesto selectivo a los carburantes, aplicado al etanol desde 1978.

A diferencia de la mayoría de créditos fiscales, que son aplicables contra las obligaciones del pago del impuesto a la renta, es decir donde el impuesto a la renta es reducido por la cantidad del crédito otorgado en el incentivo fiscal; el nuevo crédito a las mezclas de alcohol es aplicable contra el impuesto selectivo a los carburantes de automoción (especialmente al aplicado a las gasolinas). Sin embargo, ambos beneficios fiscales resultan en una reducción nominal de la carga fiscal para cada galón de etanol usado en mezclas E10; \$ 0,51 centavos por galón de la mezcla o \$51 centavos por galón de etanol, sin importar que la reducción sea llamada crédito o exención fiscal.

Las primeras exenciones fiscales a los impuestos selectivos a los carburantes fueron establecidas como umbrales a los que les correspondían diferentes proporciones de Mezcla de 5,7 %; 7,7 %, 10 % y 80 % de etanol. Sin embargo, cualquier mezcla de etanol por encima del mínimo, pero por debajo del siguiente corte, habría tenido que depender de un crédito sobre el impuesto a la renta del alcohol carburante en su lugar, en consecuencia valor del subsidio recibido por los beneficiarios hubiera sido generalmente bajo. El VEETC eliminó este problema, a la vez que permitió una recuperación rápida de fondos, mediante los créditos al impuesto a la renta (Steenblink, 2007).

De acuerdo con la AJCAct-2004, el cálculo del crédito para las mezclas de alcohol carburante era el producto de la cantidad aplicable, \$60 centavos (\$51 centavos en el caso de que la mezcla sea con etanol), por el número de galones de alcohol usados por el contribuyente para la producción de cualquier cantidad de mezcla carburante con el fin de comercializarla o usarla.⁴⁹⁶

La mezcla debía ser de alcohol con un carburante fiscalizable cuyo fin sea la venta de la mezcla para su uso como carburante por cualquier persona o el uso de esta mezcla como carburante por el productor de la mezcla. La sección 4081 del “*Internal Revenue Code-IRC*” de 1986”, impone un impuesto selectivo sobre la remoción de un combustible fiscalizable de una refinería o terminal, la entrada de un combustible fiscalizable en los EEUU, así como la venta de un combustible fiscalizable no previamente gravado por los anteriores hechos imponibles. De acuerdo con el IRC de 1986 los combustibles fiscalizables son la gasolina, el diésel carburante y el kerosene. Las tasas que establece el código son de \$23,3 centavos por galón de diésel carburante y \$18,4 centavos por galón de gasolina.⁴⁹⁷

⁴⁹⁶ Ver: *Public Law 108-357: American Job Creation Act of 2004.*

⁴⁹⁷ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 4081.*

Por tanto, la sección 6426 del código IRC de 1986 creó un crédito contra el impuesto selectivo aplicado a estos carburantes, que está disponible de manera general a cualquiera que mezcle alcohol o biodiesel, con uno de los combustibles fiscalizables mencionados líneas arriba. Para calificar para el crédito, una mezcla calificada debe, o ser vendida por el productor al comprador para que este último use la mezcla como carburantes, o debe ser usada como carburante en el comercio o negocio del productor.⁴⁹⁸

A diferencia del antiguo régimen fiscal, el crédito al impuesto selectivo aplicado a la mezclas con alcohol-etanol es completamente reembolsable. Para recibir un reembolso, el operador de la mezcla debe primero aplicar el crédito del impuesto selectivo a los carburantes contra cualquier pasivo derivado de impuestos selectivos para un año fiscal en particular. En la medida que el operador de la mezcla tenga algún saldo después de aplicar el crédito contra los pasivos derivados de otros impuestos selectivos, el operador de la mezcla puede pedir un reembolso del saldo del crédito aplicable o aplicar ese saldo contra sus pasivos derivados del impuesto a la renta.⁴⁹⁹

Para efectos de la Ley el término “alcohol” incluye tanto etanol como metanol, quedando fuera de la definición el alcohol producido con petróleo, gas natural, turba o carbón; o derivado de alcohol con una graduación normal menor a 190. Para efectos de contabilizar el número de galones de alcohol, el volumen del alcohol debe incluir el volumen de los desnaturalizantes hasta un límite del 5 %. De acuerdo con la AJCAct-2004, la aplicación del VEETC fue prevista para un periodo no mayor al 31 de diciembre de 2010.⁵⁰⁰

Este nuevo crédito fiscal, que reemplazó la vieja exención fiscal al impuesto selectivo, fue efectivo desde enero del 2005, y se convirtió en el régimen más utilizado en la mayoría de ventas de etanol carburante y probablemente haya sido desde entonces uno de los instrumentos que más ha subsidiado la industria de biocarburantes en EEUU.

La exención contra el impuesto selectivo pagado por los mezcladores o “*blenders*”, fue remplazada por un crédito de la misma cantidad (\$5,1 centavos por galón de mezcla de gasolina con etanol al 10 %, equivalente a \$51 centavos por galón de etanol en la mezcla). Sin embargo, con esta nueva fórmula, se podría recaudar más dinero para el HTF y a la vez incrementar el beneficio de los mezcladores.

Cuando se tienen en cuenta los efectos relacionados con el impuesto a la renta, el nuevo crédito fiscal volumétrico tiene un mayor valor económico como subsidio, que la exención. Esto simplemente porque permite que las deducciones del impuesto a la renta se apliquen a \$18,4 centavos por galón en lugar de \$13,3 centavos por galón. La nueva ley trataba a los mezcladores como si pagaran efectivamente todo el impuesto selectivo de \$18,4 equivalente a la gasolina en vez de tratarlos como lo que efectivamente pagaban, que era \$13,3 centavos por galón. En un 25 % de tasa marginal del impuesto sobre la renta, la tasa adicional de deducción es valorada en \$1,7 centavos por galón de mezcla o \$17 centavos por galón de etanol. Esto significaba finalmente que el crédito valorado a \$5,1 centavos por galón en realidad era una nueva deducción efectiva de \$51 Cent/galón + \$17 Cent/galón = \$68 Cent/Galón, que recibiría el “*blender*” de etanol (Lazzari, 2005b).

⁴⁹⁸ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 6426.*

⁴⁹⁹ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 6426.*

⁵⁰⁰ Ver: *Public Law 108-357: American Job Creation Act of 2004.*

Con este cambio regulatorio, los ingresos fiscales del HTF aumentarían por el cambio en la forma de la deducción del impuesto. Antes el crédito fiscal se aplicaba contra los 18,4 centavos del impuesto selectivo a la gasolina, por lo que el pago remitido al tesoro solo era de \$13,3 centavos por galón. Sin embargo, al incrementar nominalmente el incentivo fiscal sobre el gasohol en \$5,1 centavos por galón, se permitirían un incremento de \$1500 millones asignados al HTF desde el fondo general para el año fiscal 2006. Esto implicaba que el HTF recaudaría mucho más dinero con la fórmula del crédito fiscal al impuesto selectivo, que bajo la fórmula anterior de la exención fiscal (Lazzari, 2005b).

Posteriormente, con la *“Food, Conservation, and Energy Act”* del año 2008 se estableció que desde 2009 en adelante los créditos al impuesto selectivo, instituidos en la anterior normativa a \$51 centavos por galón, se redujeran a \$45. La cantidad de desnaturalizantes permitida en el volumen del alcohol objeto del crédito fue reducida a no más del 2 %.⁵⁰¹ Finalmente con la *“Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act”* del 2010, se estableció una extensión del periodo del funcionamiento de los créditos fiscales para las mezclas con etanol hasta el 31 de diciembre del 2011. De acuerdo con el Servicio de Investigación del Congreso de EEUU (2012), el Crédito Volumétrico al Impuesto Selectivo-VEETC ha expirado el 31 de diciembre del 2011.

Una propuesta de enmienda del *“Internal Revenue Code”* de 1986 para extender y modificar los créditos contra el impuesto selectivo para el alcohol, usados como carburantes de automoción, se encuentra en evaluación por el Subcomité de Energía y Electricidad del Congreso de EEUU. La propuesta de ley, conocida como la *“Renewable fuels for America’s Future Act”* de 2011, busca establecer una reducción del créditos fiscales aplicados al alcohol requerido para cumplir con la obligación de carburantes renovables del Programa RFS2. El alcohol usado para alcanzar la RVO aplicable al contribuyente no se debe tener en consideración para los propósitos de determinar el crédito establecido en la Sección 40 del IRS. La determinación deberá ser realizada a través del uso de los RINs (*Renewable Identification Numbers*) recibidos por la EPA del contribuyente. Finalmente, se establecería una modificatoria de la sección 6427(e) del Código IRS, para que los combustibles renovables no incluyan algún tipo de alcohol usado para alcanzar las obligaciones de volumen de la categoría de combustibles renovables y una extensión de los créditos contra el impuesto selectivo los carburantes que y de los pagos por las mezclas de carburantes y alcohol hasta el 31 de diciembre de 2016.⁵⁰²

III.2.2.2. 2. El crédito fiscal volumétrico sobre impuesto selectivo aplicado al biodiesel: “VBETC”

El caso del crédito aplicado a las mezclas de diésel con biodiesel contra el impuesto selectivo (*Volumetric Biodiesel Excise Tax Credit-VBETC*) es similar al aplicado a las mezclas con etanol. El crédito es producto de la cantidad aplicable (\$50 centavos de dólar) por el número de galones de biodiesel utilizados por el contribuyente, para producir las mezclas con diésel carburante, con el fin de comercializarlas o usarlas.

Cuando las mezclas se realicen con agri-biodiesel la cantidad aplicable llegaría a \$1,00. Sin embargo, a diferencia del crédito fiscal aplicado al etanol, el crédito aplicado al biodiesel dependía de la obtención de una certificación del productor del biodiesel donde se identificaba el producto y el

⁵⁰¹ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*

⁵⁰² Ver: *Renewable fuels for America’s Future Act of 2011, Proposals in the 112th Congress on the United States of America.*

porcentaje de biodiesel o agri-biodiesel presente en el producto final. La expiración del crédito se estableció al 31 de diciembre del 2006.⁵⁰³ Posteriormente con la EAct-2005 los créditos fiscales contra el impuesto selectivo al diésel carburante que use biodiesel se extendieron hasta el año 2008.⁵⁰⁴

En el mismo año, mediante la *“Energy Improvement and Extension Act”* del 2008, se estableció un incremento del crédito aplicado contra el impuesto a la renta que pasó de \$50 centavos a \$1,00 por galón de biodiesel. Asimismo, se estableció un aumento de la cantidad aplicable como crédito contra el impuesto selectivo aplicado a las mezclas de diésel-biodiesel que también pasaría a ser de \$1,00 por galón de biodiesel en mezcla. El período de beneficio de los créditos quedó ampliado hasta el 31 de diciembre de 2009.⁵⁰⁵ Asimismo se amplía la definición de biodiesel al agregar entre las materias primas las semillas de mostaza y la camelina. En esta misma norma se establece una limitación a la aplicación del crédito al biodiesel y al etanol, en razón del origen y destino de su producción, excluyendo del crédito a los biocarburantes que sean producidos y usados fuera de EEUU.⁵⁰⁶ El objetivo era que los incentivos no solamente promuevan la expansión del mercado, sino también fomentar el desarrollo de la industria doméstica.

Posteriormente en el Título VII de la *“Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act”* del 2010, los créditos y el reembolso de pagos para el biodiesel quedaron extendidos hasta el 31 de diciembre del 2011. El crédito fiscal había expirado en 2009 y no sería prorrogado hasta la promulgación de la ley Pública 111-312 de 2010, la que validó de forma retroactiva los créditos, estableciendo unos pagos correspondientes a las exenciones fiscales para el año 2010 y el fin de los incentivos fiscales para el 31 de diciembre del 2011. La ley también previó una extensión del periodo del funcionamiento de los créditos fiscales para las mezclas con etanol hasta el 31 de diciembre del 2011.⁵⁰⁷

III.2.2.2. 3. El Crédito Volumétrico para Combustibles Alternativos

De acuerdo con la sección 6426 del IRC de 1986, el crédito para los Combustibles Alternativos consiste en el producto de \$50 centavos por el número de galones de combustibles alternativos o de gasolina equivalente, vendidos o usados por el contribuyente como carburante. La definición de Combustible Alternativo incluye una serie de combustibles entre los que se encuentran los combustibles líquidos renovables derivado de biomasa, excluyendo de esta definición el etanol, el metanol o el biodiesel.⁵⁰⁸

Asimismo, se aplica un crédito para la mezcla de Combustibles Alternativos, que consiste en \$50 centavos por el número de galones del combustible alternativo presente en la mezcla con combustible fiscalizable, tanto para la venta o uso como combustible por el productor. Ambos créditos expiraron el 30 de septiembre del 2009, con excepción del crédito para Combustible

⁵⁰³ Ver: *Public Law 108-357: American Job Creation Act of 2004.*

⁵⁰⁴ Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

⁵⁰⁵ Ver: *Public Law 110-343: Division B- Energy Improvement and Extension Act of 2008.*

⁵⁰⁶ Ver: *Public Law 110-343: Division B- Energy Improvement and Extension Act of 2008.*

⁵⁰⁷ Ver: *Public Law 111-312: Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act of 2010*

⁵⁰⁸ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 6426*

Renovable y de Mezclas de Combustibles Renovables en el caso de que las ventas o uso sean con hidrógeno licuado.⁵⁰⁹

Algunos investigadores, que estudian el balance fiscal de los mecanismos de promoción de los biocarburantes, consideran que el coste-beneficio del aplicar algunos instrumentos económicos como los beneficios fiscales y especialmente el VEECT, ha sido negativo. Excepto para la industria del etanol y del maíz que se ha beneficiado de estas políticas, el coste ha sido una fuerte carga para el presupuesto público federal, sin que se hayan podido determinar claramente los beneficios ambientales y de la clase de sustitución que genera el VEECT en el mercado de carburantes.⁵¹⁰

III.2.2.2. 4. Los créditos fiscales aplicables contra el Impuesto a la Renta

A pesar de que el principal régimen de incentivos fiscales utilizado en el sector de los biocarburantes ha sido el crédito volumétrico contra el impuesto selectivo, los créditos fiscales contra el impuesto a la renta formaban parte del marco de incentivos de carácter fiscal al que los productores y mezcladores de biocarburantes podían acogerse.⁵¹¹

Desde 1980 el IRC provee un crédito contra el impuesto a la renta para el alcohol usado o vendido como carburante, el cual se aplica de forma paralela al crédito fiscal contra el impuesto selectivo (antes de 2005 en forma paralela a la exención fiscal contra el selectivo a los carburantes). Este crédito estaba disponible tanto para la mezclas de alcohol carburante con gasolina, como para el alcohol que es usado directamente como carburante. Que el etanol sea usado en mezcla o directamente, determina quien califica para el crédito fiscal. La misma lógica opera con los créditos para las mezclas de biodiesel y el biodiesel puro. Asimismo se aplican otros tipos de créditos contra el impuesto a la renta, como el Crédito fiscal al Pequeño Productor de Etanol, El crédito fiscal para el productor de biocarburantes de celulosa, Crédito fiscal para el Pequeño Productor de Agri-biodiesel o El Crédito contra el impuesto a la renta para el Diésel Renovable.

El crédito para los combustibles de alcohol y el biodiesel aplicado contra el impuesto a la renta, es reducido para tener en cuenta cualquier beneficio recibido por el productor respecto del mismo

⁵⁰⁹ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 6426*.

⁵¹⁰ De acuerdo con Koplow (2009) estos créditos al impuesto selectivo fueron aplicados sin límite alguno y sin tener en cuenta el precio de la gasolina, para cada galón de etanol y biodiesel, producido internamente o importado, que fuera mezclado para su uso como carburante de automoción en el mercado nacional. Considera además, que a diferencia de la regulación del mandato de mezcla del RFS que tiene claramente restricciones de carácter ambiental sobre los biocarburantes candidatos a cumplir las obligaciones de uso establecidas en RFS; con los incentivos fiscales como el VEETC dichas restricciones no operaban para obtener los créditos. Debido a esto, es difícil vincular los objetivos políticos de los créditos con la protección ambiental y las políticas de reducción de emisiones de GEI. Asimismo, el autor considera que existe evidencia de que el crédito al impuesto selectivo no ha estado sujeto al impuesto de sociedades, como sería en el caso de un crédito fiscal a la producción, incrementando su valor neto de \$45 centavos por galón a alrededor de \$64 centavos por galón en el caso del Etanol y de \$1,00 por galón en el caso del VBETC a más de \$1, 40 por galón.

⁵¹¹ Dado que los créditos fiscales de la sección 40 no son reembolsables y no podían compensar la responsabilidad fiscal en virtud del sistema fiscal de mínimos "*Minimum Tax (AMT) System*", la industria el sector de los biocarburantes encontraba más beneficioso aplicar por el crédito fiscal volumétrico contra el impuesto selectivo que el crédito fiscal contra el impuesto a la renta. En un esfuerzo por reducir el número de contribuyentes capaces de compensar su responsabilidad fiscal en su conjunto debido a las exenciones y deducciones, los Estados Unidos establecieron un mínimo alternativo paralelo sistema tributario que no permite muchas deducciones comunes. Algunos subsidios fiscales están excluidos de la AMT, y por lo tanto más valiosa Koplow (2007).

alcohol o biodiesel derivado de la aplicación de un crédito contra el impuesto selectivo. De esta manera, un productor no puede beneficiarse de crédito contra el impuesto a la renta y el crédito contra el impuesto selectivo de manera simultánea por la producción de mismo biocarburante. Asimismo, en teoría un productor que solicita el crédito para el alcohol o biodiesel carburante, deberá incluir la cantidad de dicho crédito en los ingresos brutos para el cálculo de la base imponible del impuesto la renta.⁵¹²

III.2.2.2. 4.1. EL CRÉDITO CONTRA EL IMPUESTO A LA RENTA PARA EL ALCOHOL CARBURANTE

Como hemos mencionado líneas arriba, los orígenes de esta clase de incentivo fiscal se remonta a la “*Crude Windfall Profit Tax Act*” de 1980 y desde entonces su aplicación ha venido evolucionando hasta adquirir su forma actual en el IRC. La sección 40 del IRC de 1986 establece un crédito que puede ser aplicado contra los pasivos derivados del impuesto a la renta para el alcohol usado como carburante, conocido como el “Crédito del Alcohol Carburante”.⁵¹³

El crédito del alcohol carburante consiste en la cantidad obtenida de la suma de varios créditos individuales específicos:

- El Crédito de las mezclas de Alcohol Carburante,
- El Crédito del Alcohol,
- En el caso del ser elegible, el Crédito del pequeño productor de Etanol,
- El crédito del productor de Biocarburantes de celulosa.⁵¹⁴

-El crédito fiscal a las mezclas de Alcohol Carburante

En general el crédito para las mezclas de alcohol carburante para cualquier contribuyente en cualquier año fiscal es de \$60 centavos por cada galón de alcohol usado por el contribuyente en la producción de una mezcla cualificada, y \$51 centavos en el caso de que dicha mezcla sea con etanol. Para este propósito, una mezcla cualificada es una mezcla de alcohol y gasolina que es vendida por

⁵¹² Además, si un productor califica para el crédito contra el impuesto a la renta y no puede usar toda la cantidad del crédito en el año de producción, cualquiera de los créditos podrán ser aplicados al ejercicio anterior o postergados para su aplicación en los siguientes 20 años. A diferencia de los créditos contra el impuesto selectivo, los créditos aplicados contra el impuesto a la renta no son reembolsables. Asimismo, todas las personas que produzcan o mezclen alcohol o biodiesel con gasolina o diésel con fines carburantes deben de registrarse con el IRS. En la medida que un productor no use alcohol o biodiesel como carburante (o combustible) en el curso de sus operaciones comerciales o negocio o separase el alcohol o el biodiesel de una mezcla cualificada para recibir el crédito, éste será fiscalmente responsable del pago de un impuesto equivalente a cualquier crédito otorgado respecto al alcohol o biodiesel o cualquier mezcla de alcohol y biodiesel. Ver: *Internal Revenue Code-IRS of 1986, Title 26-A-1-A-IV; section 6426, section 40, section 4081.*

⁵¹³ Este beneficio fiscal fue originalmente establecido mediante la “*Public Law 96-223-Crude Windfall Profit Tax Act of 1980*”.

⁵¹⁴ De acuerdo con el IRC de 1986, el término alcohol incluye al metanol y al etanol pero excluye al alcohol obtenido de petróleo, gas natural o carbón (incluyendo turba), ni tampoco aquel alcohol que presente una graduación menor a 150, sin tener en cuenta para su determinación los desnaturalizantes adicionales. El volumen del alcohol para determinar el número de galones de alcohol respecto del cual un crédito es concedido, deberá incluir el volumen de cualquier desnaturalizante incluida la gasolina) que es adicionado bajo cualquiera de las fórmulas aprobadas por la Secretaría en la medida que no excedan el 2 % del volumen total del alcohol. Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40.*

el productor en el curso de sus operaciones comerciales o negocios, para su uso como carburante por el productor, o que se a usada como carburante por el productor en el curso de las operaciones comerciales del productor o sus negocios. Para calificar como crédito, el alcohol (etanol) usado en las mezclas debe al menos tener una graduación normal no menor de 150. En el caso de que el alcohol usado en las mezclas tenga una graduación entre 150 y 190, los créditos se reducirían de \$60 centavos por galón a \$45 centavos por galón de alcohol.

Una mezcla cualificada significa una mezcla de alcohol y gasolina o de alcohol y algún combustible especial la cual es:

- Vendida por el contribuyente como parte de su actividad comercial o industrial a cualquiera para su uso como carburante.
- Es usada como carburante por el contribuyente en el proceso de producción de la mezcla, en su actividad comercial o industrial.⁵¹⁵

-El crédito fiscal al alcohol puro

El crédito al alcohol que no forme parte de una mezcla con gasolina u otro carburante de acuerdo al 4081 del Código IRC, fue establecido a \$60 centavos por galón de alcohol y \$51 centavos en el caso de etanol. El alcohol- etanol debe ser usado como combustible por el productor en el curso de sus operaciones comerciales o negocios, o ser vendido por el productor en el mercado minorista de manera que sea el alcohol colocado en el tanque de combustible del comprador.⁵¹⁶ Como en el caso del crédito para las mezclas de alcohol, éste debe tener una graduación normal mínima de al menos 150. En el caso de que la graduación normal se encuentre entre 150 y 190, el crédito se reduce a \$45 centavos por galón de alcohol y \$37,78 centavos por galón de etanol.⁵¹⁷ En el caso de otros alcoholes cualificados, el crédito no será concedido en tanto sea producido fuera de EEUU, para su uso como carburantes fuera del territorio de los EEUU.⁵¹⁸

El código IRS prevé que en cualquiera de los tipos de créditos establecidos en la legislación, si no se cumplen los usos previstos del alcohol como carburante u otros propósitos establecidos en la norma, se establecerán unos impuestos a los contribuyentes de acuerdo con las cantidades aplicables correspondientes al tipo de alcohol carburante, así como otras penalidades derivadas de la sección 4081 del código.

El código IRS establece además unos créditos reducidos aplicados a los mezcladores de etanol. La tabla III-8 recoge la cantidad de crédito aplicable:

Tabla III – 14: Créditos fiscales aplicables a los mezcladores de etanol.

⁵¹⁵ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*

⁵¹⁶ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*

⁵¹⁷ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*

⁵¹⁸ El código IRS prevé que en cualquiera de los tipos de créditos establecidos en la legislación, si no se cumplen los usos previstos del alcohol como carburante u otros propósitos establecidos en la norma, se establecerán unos impuestos a los contribuyentes de acuerdo con las cantidades aplicables correspondientes al tipo de alcohol carburante, así como otras penalidades derivadas de la sección 4081 del código.

En el caso de cualquier venta o uso durante el año calendario:	Crédito para el mezclador de etanol	Crédito aplicable al mezclador de etanol de baja graduación
2001 o 2002	\$53 centavos /galón	\$39,26 centavos/ galón
2003 o 2004	\$52 centavos /galón	\$38,52 centavos /galón
2005, 2006, 2007, 2008	\$51 centavos /galón	\$37,78 centavos /galón
2009 hasta 2011	\$45 centavos /galón	\$33,33 centavos /galón

Fuente: Elaboración propia a partir de "Internal Revenue Code of 1986", Sección 40

-El crédito fiscal al pequeño productor de etanol

Los incentivos fiscales para la producción de biocarburantes también prevén un crédito para los pequeños productores de etanol, consistente en \$10 centavos por galón de producción de etanol cualificado, producido por un pequeño productor de etanol cualificado para el crédito.⁵¹⁹ Con este fin, un pequeño productor de etanol elegible es cualquier productor con capacidad de producir 60 millones de galones de alcohol por año. El crédito solo aplica a una producción cualificada de etanol, que está limitada a no más de 15 millones de galones (excluyendo la producción cualificada de biocarburantes de celulosa).⁵²⁰ Para calificar para el crédito fiscal contra el impuesto a la renta el etanol debe:

- Ser vendido por el productor a un comprador, para su uso por el comprador en la producción de mezclas cualificadas de alcohol en el curso de las operaciones comerciales o el negocio del comprador (diferente de la producción informal fuera de la granja), para su uso como carburante en el curso de las operaciones o negocios del comprador, para la venta por parte del comprador a terceras personas que importe colocar el etanol en el tanque de combustible de la tercera persona, o
- Ser usado vendido por el productor con alguno de estos tres fines.⁵²¹

En el caso de los créditos que se aplican para los pequeños productores de etanol; la legislación busca impedir que los holdings se beneficien indebidamente de estos créditos al poseer directa e indirectamente varias instalaciones a través de filiales.⁵²²

⁵¹⁹ Este beneficio fiscal fue establecido mediante la *Energy Policy Act* de 2005, sección 1345 (*Public Law 109-58*); modificada por la *Energy Improvement and Extension Act* de 2008 (*Public Law 110-343*, D. B); y ampliada por la *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act* de 2010 (*Public Law 111-312*).

⁵²⁰ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*.

⁵²¹ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*.

⁵²² El Código IRS en las secciones 40-g-2 y 40-e-2 trata a todos los miembros del mismo grupo de corporaciones controladas y a todas las personas bajo el mismo control (reflejado en más del 50 % de la propiedad); como una misma persona, con el fin de la aplicación de los límites al crédito, tanto de los 15 millones de galones de producción anual del biocarburante como el límite de 60 millones relacionado con la capacidad de producción de la planta. Esto mismo se aplica en el caso del crédito aplicado al pequeño productor de agri-biodiesel, al que nos referiremos más adelante. Ver: *Internal Revenue Code of 1980, Section 40*.

-El crédito fiscal para el productor de biocarburantes de celulosa

Los créditos fiscales también fueron establecidos para promocionar los biocarburantes de segunda generación o biocarburantes avanzados. En general el crédito para el productor de biocarburantes de celulosa es de \$1,01 por cada galón de biocarburantes de celulosa cualificados.⁵²³ El término biocarburantes de celulosa significa cualquier combustible líquido que es producido a partir de materia lignocelulosa o hemicelulosa cuya disponibilidad es de carácter renovable o de base recurrente, y cumple los requerimientos de registro establecidos para los carburantes y aditivos establecidos por la Agencia de Protección Medioambiental-EPA bajo la sección 211 de la “*Clean Air Act*” (42 USC-7545).⁵²⁴

El término biocarburante de celulosa incluye algún alcohol cuya graduación normal sea menor de 150, sin tener en cuenta los desnaturalizantes. Además se excluye, cualquier carburante si más del 4 % del peso de tal carburante está constituido por alguna combinación de agua y sedimentos, si el contenido de ceniza de tal carburante es mayor al 1 %, o si tal carburante tiene un grado de acidez mayor que 25.

La producción de biocarburantes cualificados de celulosa es aquella que durante el año fiscal es vendida por el productor a un comprador para su uso por el comprador en la producción de mezclas cualificadas de biocarburantes de celulosa en el curso de sus operaciones comerciales o negocios (diferente de la producción informal fuera de la granja), para el uso del comprador como carburante en el curso de sus operaciones comerciales o negocios, o quien vende tales biocarburantes de celulosa en el mercado minorista colocando directamente el biocarburante de celulosa en el tanque del tercero adquirente. También es cualificable aquella usada o vendida por el productor para cualquiera de los fines descritos anteriormente.⁵²⁵

El IRC establece que ningún crédito a la producción de biocarburantes de celulosa se podrá conceder, a menos que los biocarburantes de celulosa sean producidos y usados como carburantes en EEUU. Asimismo, la producción cualificada de biocarburantes de celulosa para cualquier año fiscal no incluirá alcohol que sea obtenido para incrementar la graduación del alcohol a través de una destilación adicional. La producción cualificada, significa una mezcla de biocarburantes de celulosa y gasolina o biocarburantes de celulosa y un combustible especial que sea vendido por la persona que produce tal mezcla para alguna otra, para su uso como carburante, o que es usada como carburantes por el productor de la mezcla.

En el caso de los productores de biocarburantes de celulosa, los créditos han estado vigentes desde el 1 de enero del 2009, estando programada su expiración para el 31 de diciembre del 2012, excepto se prorrogue su vigencia más allá de esta fecha.⁵²⁶

⁵²³ Este beneficio fiscal fue establecido en enero del 2009 mediante la promulgación de la *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

⁵²⁴ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*.

⁵²⁵ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40*.

⁵²⁶ Actualmente, el apartado (c) de la sección 40 de la parte 26 USC del IRC de 1986, establece que la cantidad del crédito contra el impuesto a la renta determinado para el alcohol carburante, deberá ser apropiadamente reducida para tener en cuenta cualquier beneficio proveniente de los créditos contra el impuesto selectivo a los carburantes aplicados por volumen de biocarburante. En general los créditos contra el impuesto a la renta

III.2.2.2. 4.2. EL CRÉDITO CONTRA EL IMPUESTO A LA RENTA PARA EL BIODIESEL

Ante la necesidad de diversificar el suministro de carburantes alternativos capaces de reducir el consumo en el mercado de motores diésel, demanda cubierta en su totalidad por el uso del diésel carburante, era fundamental incrementar la competitividad de las mezclas con biodiesel, en relación al diésel puro. El crédito fiscal a la producción de biodiesel previsto en la sección 40-A del IRC de 1986 es similar al crédito del alcohol carburante aplicado contra el impuesto a la renta. Los créditos a los carburantes de biodiesel son determinados por la suma de:

- El crédito a las mezclas de biodiesel,
- El crédito al biodiesel,
- En el caso de un pequeño productor de agri-biodiesel elegible, el crédito para el pequeño productor de agri-biodiesel.⁵²⁷

Como en el caso del crédito al alcohol contra el impuesto a la renta, el código prevé que la cantidad del crédito al biodiesel en relación a cualquier biodiesel será apropiadamente reducida por tener en consideración los beneficios provenientes en relación a los créditos fiscales establecidos en la sección 6427.

-El crédito fiscal a las mezclas de biodiesel

Los créditos a las mezclas de biodiesel están disponibles para el mezclador de biodiesel y diésel carburante en la medida que el carburante sea o vendido, en el curso de las operaciones del productor a cualquier persona, para su uso como carburante, o sea usado por el productor de la mezcla en el curso de sus operaciones comerciales o sus negocios. El crédito establecido para cualquier año fiscal fue establecido en \$1,00 por cada galón de biodiesel usado por el contribuyente para la producción de una mezcla cualificada de biodiesel.⁵²⁸ El término mezcla cualificada de

no aplicarán para las ventas o uso para cualquier periodo después del 31 de diciembre del 2011. Sin embargo, la propuesta de ley conocida como la *"Renewable fuels for America's Future Act"*, durante su evaluación por el Subcomité de Energía y Electricidad del Congreso de EEUU, buscaba establecer una modificatoria del párrafo (1) de la sección 40 € del IRS de 1986, concerniente a las fechas previstas en que expiran los créditos para el uso del alcohol carburante. De acuerdo con la propuesta, los créditos para el alcohol, a las mezclas de alcohol con gasolina y los créditos para los pequeños productores, pasarían a tener una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. En el caso de los biocarburantes de celulosa el plazo de los créditos fiscales aplicables contra el impuesto a la renta se extenderían hasta el 2017, mientras que en el caso de las los créditos fiscales contra el impuesto a la renta para los mezcladores se podrían extender hasta 2016.

⁵²⁷Para efectos de los créditos establecidos en el código, el termino biodiesel significa "una larga cadena de esterres mono alquílicos de ácidos grasos derivados de material vegetal o animal que cumple con los requerimientos de registro para carburantes y aditivos establecidos por la EPA bajo la sección 211 de la *"Clean Air Act"* (42 USC-7545) y los requerimientos D6751, establecidos por la *"American Society of Testing Materials"* (ASTM). Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 40-A*.

⁵²⁸Establecido por la *American Jobs Creation ACT* de 2004, (*Public Law 108-357*) sección 302, ampliada por la *Energy Policy Act* de 2004, (*Public Law 109-58*), sección 1344; modificada por la *Energy Improvement and Extension Act* de 2008 (*Public Law 110-343, división B*), sec-202-2023 y extendida por la *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act* de 2010 (*Public Law 111-312*), Sec-701.

biodiesel significa, para propósitos del crédito aplicado contra el impuesto a la renta, una mezcla de biodiesel y diésel carburante sin tener en cuenta algún uso del kerosene.⁵²⁹

-El crédito fiscal al biodiesel

Este crédito consiste en \$1,00 por cada galón de biodiesel que no es una mezcla con diésel carburante, y que es usado por el contribuyente como carburante en el curso de sus operaciones comerciales o negocios, o es vendido por el contribuyente en el mercado minorista como carburante de automoción colocando el producto en el tanque de combustible del comprador.

En el caso de los créditos a las mezclas de biodiesel, como en el caso de los créditos al biodiesel y a diferencia de los créditos otorgados al etanol contra el impuesto a la renta, se establece una condición “*sine qua non*”, para ser beneficiario de los créditos. Esta condición consiste en una certificación del biodiesel expedida por el productor o importador de biodiesel, en los términos regulados por la Secretaría de Estado, la cual da fe e identifica el producto producido o el porcentaje de biodiesel o agri-biodiesel contenido en el producto.⁵³⁰

-El crédito fiscal para el pequeño productor de agri-biodiesel

Este beneficio fiscal consiste en el establecimiento de un crédito de \$10 centavos aplicado al pequeño productor elegible de agri-biodiesel, por cada galón de agri-biodiesel cualificado. El término “pequeño productor de agri-biodiesel elegible” se refiere a la persona que durante el año fiscal tiene una capacidad de producción de agri-biodiesel no superior a los 60 millones de galones anuales. El término agri-biodiesel, significa biodiesel derivado solamente de aceites vegetales vírgenes, incluyendo ésteres derivados de aceites vegetales vírgenes de maíz, soja, semillas de girasol, semillas de algodón, canola, crambe, semillas de colza, cártamo, semillas de lino, salvado de arroz, semillas de mostaza, camelina, así como de grasas animales.

El término producción cualificada de agri-biodiesel significa, el agri-biodiesel producido por un productor de agri-biodiesel elegible, que durante el año fiscal es vendido por el productor a otra persona para la producción de mezclas cualificadas de biodiesel, en el curso de las operaciones comerciales o negocios del comprador, distinto de la producción informal fuera de la producción en granja; a otra persona para ser usado por el comprador como carburante en el curso de sus operaciones comerciales o negocios, y cuando el comprador lo vende en el mercado minorista a terceros colocando el carburante en el tanque del tercero adquirente. También puede ser usado por o vendido por el productor para cualquiera de los mismos fines descritos anteriormente. Además

⁵²⁹ De acuerdo con el 4083 (a) (3) del IRC, el diésel consiste en cualquier líquido, diferente de la gasolina, que es adecuado para su uso como carburante en vehículos de carretera impulsados por motores diésel o trenes impulsados por motores diésel o Transmix (coproductos o productos refinados de operaciones de oleoducto creados por las mezclas de productos de diferente especificación durante el transporte por oleoducto). Asimismo no se destina ningún crédito fiscal, en el caso de que se trate de producción informal fuera de las granjas de producción.

⁵³⁰ Establecido por la *American Jobs Creation Act* de 2004, (*Public Law 108-357*) sec-302, ampliada por la *Energy Policy Act* de 2004, (*Public Law 109-58*), sec-1344; modificada por la *Energy Improvement and Extension Act* de 2008 (*Public Law 110-343*, división B), sec-202 y 203 y extendida por la *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act* de 2010 (*Public Law 111-312*), Sec-701.

de estos criterios, la producción cualificada de agri-biodiesel no debe superar un nivel de producción de 15 millones de galones para el año fiscal en el que se solicita el crédito.⁵³¹

III.2.2.2. 4.3. EL CRÉDITO CONTRA EL IMPUESTO A LA RENTA PARA EL DIÉSEL RENOVABLE

De acuerdo con la EAct-2005 el crédito fiscal para el diésel renovable tiene un trato similar al establecido para el biodiesel.⁵³² El término “diésel renovable” significa el diésel derivado de biomasa usando un proceso de despolimerización de acuerdo con los requerimientos establecidos para los carburantes y los aditivos establecidos por la EPA bajo la sección 211 de la “Clean Air Act” (42 USC 7545) y a los requerimientos D975 o D396 de la ASTM.⁵³³

De manera general los productores de diésel carburantes obtenido de biomasa, así como los productores de mezclas de diésel o de mezclas de biodiesel renovable, pueden ser beneficiados con un crédito de \$.100 por galón de hasta el 31 de diciembre del 2011. El diésel renovable es aplicado a los productores y mezcladores de manera similar al biodiesel, pero es obtenido a través de otra ruta tecnológica diferente a la transesterificación, y por lo tanto es inelegible para el crédito al biodiesel.⁵³⁴

III.2.2.2.5. Otros beneficios fiscales

Además de los principales créditos y exenciones aplicadas a la producción y mezclas de diferentes tipos de biocarburantes, pero principalmente etanol y biodiesel, el gobierno federal ha acompañado estas medidas con otros estímulos fiscales importantemente relacionados con las obligaciones de consumo establecidas en EAct-2005 y en la EISA-2007. La depreciación especial para la propiedad de plantas de producción de celulosa, y los créditos para la adquisición y la deducción fiscal para vehículos de consumo de carburantes alternativos y Estaciones de Carburantes Alternativos.

-Depreciación Especial para la Propiedad de Plantas de Producción de Celulosa

De acuerdo con la sección 2009 de la “Tax Relief and Health Care Act” del 2006, así como las enmiendas establecidas por la “Energy Improvement and Extension Act” de 2008, un contribuyente puede obtener una deducción acelerada por la depreciación de su propiedad en el caso de que se trate de cualquier propiedad consistente en una planta de producción de etanol obtenido de biomasa de celulosa.⁵³⁵

⁵³¹ Establecido en 2005 por la *Energy Policy Act* de 2005, sección 1345 (*Public Law* 109-58); modificada por la *Energy Improvement and Extension Act* de 2008 (*Public Law* 110-343, división B), sec-202-203; ampliada por la *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act* de 2010 (*Public Law* 111-312) , Sec-701.

⁵³² Establecido en 2005 por la *Energy Policy Act* de 2005, sección 1346 (*Public Law* 109-58); modificada por la *Energy Improvement and Extension Act* de 2008 (*Public Law* 110-343, división B), sección 202-2023; ampliada por la *Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act* de 2010 (*Public Law* 111-312), Sec-701.

⁵³³ Ver: *Public Law* 109-58: *Energy Policy Act of 2005*.

⁵³⁴ Ver: *Public Law* 109-58: *Energy Policy Act of 2005*.

⁵³⁵ En 1981 el Congreso de EEUU estableció el Sistema de recuperación Acelerada del Costo, que permite que el costo total de una propiedad cualificada sea reducido en un periodo generalmente más corto que la vida económica útil de la propiedad en cuestión. En la actualidad se encuentra regulado en la sección 168 del IRC.

La deducción por depreciación se aplica para cualquier propiedad tangible de estas características, en el año fiscal en el cual dicha propiedad es puesta en servicio. La deducción por depreciación equivale al 50 % de la base ajustable de la planta de producción de etanol de biomasa de celulosa. Para estos efectos dicha planta deberá ser usada solo en los EEUU, y solo deberá producir etanol obtenido de biomasa de celulosa. Asimismo, para efectos de la deducción por depreciación el término Etanol de Biomasa de celulosa, quiere decir aquel etanol producido mediante el proceso de hidrólisis enzimática de material renovable de lignocelulosa o hemicelulosa y no otra ruta tecnológica de conversión.⁵³⁶

Con las enmiendas establecidas por la *“Energy Improvement and Extension Act”* de 2008, la restricción de la deducción por depreciación acelerada establecida por la normativa anterior, que beneficiaba solamente a las plantas de etanol de celulosa que hayan utilizado la ruta tecnológica de la hidrólisis enzimática, queda derogada. Por tanto, la deducción por depreciación se amplía a las demás plantas de producción de etanol de celulosa de biomasa que utilicen otras rutas tecnológicas de conversión distintas. La ley se aplica para cualquier planta de etanol de biomasa de celulosa adquirida después de diciembre del 2006 y puesta en servicio antes del 1 d enero del 2013. La vigencia de estos incentivos ha sido programada hasta el 31 de diciembre del 2012.⁵³⁷

-Deducción fiscal para vehículos de consumo de carburantes alternativos y Estaciones de Carburantes Alternativos

La *“Energy Policy Act”* de 1992 estableció una nueva deducción fiscal para los vehículos que operen con carburantes limpios, incluyendo los vehículos que operan con alcoholes carburantes (AFVs). Esta deducción se compone de dos partes. La primera corresponde a la deducción para los individuos o empresarios que adquieran vehículos AFVs. La segunda parte es una deducción para los empresarios que inviertan en equipamiento para almacenar y dispensar el carburante limpio con el fin de dispensar o reabastecer de carburante limpio los vehículos.⁵³⁸

Mediante el primer incentivo, los contribuyentes pueden deducir una parte del costo asociado a la adquisición, de los vehículos AFVs, o los costos de conversión de los vehículos convencionales en vehículos AFVs, con el fin de que operen con carburantes alternativos limpios, además de gasolina (*dual-fuel vehicle*). En el caso de los vehículos AFVs que operan únicamente y exclusivamente con carburantes alternativos (*dedicated vehicles*), se puede deducir hasta \$2000 para vehículos con un peso bruto de 10.000 libras; \$5000 en el caso de camiones o Vans con un peso de entre 10000 y 26000 libras y hasta \$50000 para camiones con un peso superior a 26000 libras.⁵³⁹

Con el segundo incentivo, la instalación del equipo de reabastecimiento y carburantes alternativos está provista con una deducción fiscal anual de hasta \$100000, para los costos de instalación de equipo de almacenamiento y abastecimiento de carburantes alternativos. La propiedad calificada

⁵³⁶ Ver: *Public Law 109-432: Tax Relief and Health Care Act of 2006* y *Public Law 110-343: Energy Improvement and Extension Act of 2008*.

⁵³⁷ Ver: *Public Law 110-343 : Energy Improvement and Extension Act of 2008*.

⁵³⁸ Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992*.

⁵³⁹ La propiedad calificada de un vehículo *“dedicated”* incluye, el costo total del motor, el sistema de suministro de carburante y el sistema de escape. En el caso de un *“dual-fuel vehicle”*, el costo cualificado estaría limitado al costo incremental de los mismos componentes comparados con los sistemas para los carburantes convencionales. Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992*.

incluye el equipo usualmente adquirido por las estaciones de servicio minoristas asociadas con el almacenamiento y abastecimiento de carburantes alternativos para los vehículos AFVs.⁵⁴⁰

Para ambos incentivos fiscales, los carburantes alternativos son definidos como GNC, LPG, LNG, hidrógeno, electricidad, y cualquier otro carburante que incluya al menos 85 % de alcohol, éter, o alguna combinación de ambos. Todos los equipos calificables para el beneficio fiscal deben ser nuevos. Los vehículos cualificados deben cumplir cualquiera de las regulaciones y estándares ambientales a nivel federal.⁵⁴¹

La EAct-2005 expandió y extendió los incentivos fiscales para los vehículos no convencionales. En la sección 1341 y 1342 de la Ley se establecen una serie de incentivos fiscales, tanto para los carburantes alternativos, como para los vehículos de tecnologías avanzadas. Estos incentivos remplazan las deducciones fiscales para los vehículos de consumo de carburantes limpios con un nuevo crédito fiscal para los vehículos híbridos y para los vehículos AFVs. El nuevo crédito es igual al porcentaje del incremento del costo del vehículo AFV en relación al vehículo convencional, sujeto a ciertas cantidades máximas. La ley establece un porcentaje aplicable de 50 % del costo incremental, además de un 30 % en el caso de que el vehículo cumpla ciertos estándares de control de emisiones.⁵⁴²

Asimismo la ley remplaza la deducción para la instalación de infraestructura de abastecimiento de biocarburantes y otros carburantes alternativos por un crédito fiscal. El crédito fiscal es igual al 30 % del coste de adquisición o instalación de la propiedad de abastecimiento, sujeto a una cantidad máxima. Para las infraestructuras minoristas de abastecimiento, el crédito máximo establecido fue de \$30000 y para la propiedad residencial de \$1000, con un plazo de expiración para 2009.⁵⁴³ En la tabla III-14 podemos observar los créditos aplicados a vehículos e infraestructuras:

Tabla III – 15: Deducción fiscal para vehículos de consumo de carburantes alternativos y Estaciones de Carburantes Alternativos

Tipo de incentivo	Límite del Crédito/vehículo de pasajeros	Límite del crédito/ vehículos pesados	Límite del crédito para infraestructuras	Fecha de expiración.
Vehículo híbrido	\$ 3,400	\$15,000	-	31 Dic-2009
"Lean-burn vehicle"	\$3,400	-	-	31 Dic-2010
Vehículo de celda de combustibles	\$12,000	\$40.000	-	31 Dic-2014
Vehículo AFV	\$4,000	\$32.000	-	31Dic-2010
Infraestructura de abastecimiento residencial.	-	-	\$1000	31 Dic 2011
Infraestructura de abastecimiento minorista	-	-	\$30.000	31Dic-2011

Fuente: Elaboración propia partir de EAct-2005.

⁵⁴⁰ Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁵⁴¹ En general cada una de las deducciones debieron haber expirado en 2004. Ver: *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁵⁴² Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

⁵⁴³ Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

El término “propiedad de estación de abastecimiento de carburantes alternativos cualificada” equivale al término “propiedad de reabastecimiento de vehículos con carburantes limpios”, de acuerdo con el subpárrafo 179 A(d) del IRS, cuando entre otras causas, los combustibles de combustión limpia consistan en cualquier carburante que al menos presente un volumen proporcional al 85 % consistente en etanol, gas natural, gas natural comprimido, gas natural licuado, gas licuado de petróleo o hidrógeno. Asimismo, el crédito se aplica si se trata de biodiesel o mezclas de diésel carburante o kerosene con un volumen no menor de 20 % de contenido de biodiesel. En el caso de las instalaciones residenciales se establece un crédito de hasta \$1000. La programación de la expiración de estos incentivos ha sido prevista para el 31 de diciembre del 2011, cabiendo la posibilidad de su extensión.⁵⁴⁴

III.2.2.2.6. Panorama de los incentivos fiscales para la promoción de biocarburantes a nivel Estatal

Además de los beneficios fiscales relativos a los impuestos de ámbito federal, a nivel estadual se han venido estableciendo una serie de beneficios de carácter fiscal que operan en el ámbito propio de cada Estado de la Federación. Los Estados generalmente basan su propio sistema de aplicación del impuesto a la renta, en el sistema federal, por lo que muchos han uniformizado las reglas que se aplican a la división de la base imponible y el cálculo del impuesto a la renta. A pesar de estas similitudes, cada Estado tiene un sistema fiscal diferente. Nosotros no vamos a adentrarnos en el análisis exhaustivo de los beneficios fiscales aplicados a los biocarburantes a nivel estadual, solo daremos un panorama sobre la clase de instrumentos que se vienen aplicando en la actualidad para promover los biocarburantes desde los Estados (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

-Generalidades relacionadas con los incentivos fiscales y los negocios de producción de biocarburantes a nivel estatal.

Primero, el establecimiento de un proyecto de biocarburantes por una compañía en cualquier Estado genera un vínculo con este, que permite al Estado gravar el ingreso de la compañía que es dueña, o que administra el proyecto. Asimismo, las actividades relacionadas con el proyecto, como podría ser la consultoría, también puede crear estos vínculos con el Estado y también pueden ser gravados y quedan exentos ulteriormente. Los Estados a su vez miden el ingreso imponible de acuerdo a la localización y al reparto de los negocios de carácter multi-Estatal.⁵⁴⁵

Existe una tendencia a regular la aplicación del impuesto de acuerdo al reparto de los ingresos, en relación solamente con las ventas realizadas dentro del Estado. Sin embargo, muchos Estados todavía reparten la base del impuesto al ingreso global de los negocios de las compañías en razón de la propiedad, la nómina de pago y las ventas en el Estado. Asimismo, la clase de entidad legal con la que se inicia un nuevo proyecto afecta considerablemente el régimen fiscal aplicable del Estado. Las entidades pueden incluir corporaciones, sociedades de responsabilidad limitada o sociedades en comandita. En algunos Estados, la elección de la forma societaria puede determinar si los pasivos fiscales de un proyecto de producción de biocarburantes son determinados por separado o si el

⁵⁴⁴ Ver: *Internal Revenue Code of 1986- section 30-c.*

⁵⁴⁵ Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

impuesto Estatal será aplicado al ingreso total de los propietarios finales, resultado que afecta la administración de los potenciales incentivos económicos.⁵⁴⁶

De manera general, cada proyecto de producción o de mezclas de biocarburantes es organizado por una sociedad de responsabilidad limitada de forma separada. Son tratadas por algunos Estados como entidades libre de impuestos (*Pass-through Entity*) o entidades separadas del propietario para propósitos fiscales (*Disregarded Entity*) tal como sucede en la Ley Fiscal a nivel federal.⁵⁴⁷ Por ejemplo, el proyecto de una sociedad de responsabilidad limitada puede encajar como entidad no libre de impuestos, siendo el último propietario o propietarios los responsables del pago del impuesto a la renta. La cantidad del impuesto estatal adeudada por los propietarios depende en las reglas de reparto del Estado que se aplican a la base del ingreso imponible de los propietarios. Los resultados son similares cuando el proyecto está organizado a través de una sociedad en comandita.⁵⁴⁸

Usar una forma societaria como entidad para el proyecto de producción o mezcla de biocarburantes puede o no puede separar el reparto del ingreso imponible, dependiendo del Estado. Más de la mitad de los Estados, son Estados que aplican una separación de ingresos. Los impuestos se aplican solo a la parte del ingreso de una asociación en particular que está realizando sus negocios en el Estado, aun en el caso de que la corporación sea parte de un grupo consolidado. Otros Estados establecen un impuesto unitario, que es resultado de la combinación del ingreso de todos los miembros del grupo corporativo, en la proporción determinada para el Estado.⁵⁴⁹

Los resultados de la aplicación de estas reglas son variopintos y puede darse el caso de que deban pagarse impuestos aun cuando el proyecto esté generando pérdidas individuales para efectos contables.⁵⁵⁰

Algunos Estados ofrecen incentivos para promover el desarrollo de los biocarburantes u otros proyectos de despliegue de energías renovables, que pueden ser aplicados contra el impuesto a la renta. La naturaleza de cada uno de estos incentivos puede variar considerablemente entre los Estados, y pueden ampliar o reducir la cantidad del crédito el productor puede aplicar contra el impuesto a renta. Por ejemplo, el Estado de Oregón adoptó hasta el advenimiento de la nueva regulación de los beneficios fiscales, un crédito contra el impuesto a los negocios en energía (*Business Energy Tax Credit- BETC*). El BETC permitía al contribuyente que posea y opere un proyecto de conservación energética, ser beneficiario de un crédito contra el impuesto a la renta del Estado

⁵⁴⁶ Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

⁵⁴⁷ El Código fiscal federal, IRS de 1986 establece que una entidad de negocios es por defecto una corporación. Si la entidad no es una corporación entonces es una "entidad elegible" y puede entonces elegir su clasificación para propósitos fiscales. El código establece que una entidad es elegible de un solo propietario puede elegir ser clasificada como una asociación o no tenerse en cuenta como una entidad separada de su propietario. Por lo que, el único tipo de negocio que cumple todas las calificaciones para ser una entidad separada del propietario es una sociedad individual de responsabilidad limitada.

⁵⁴⁸ Ver: (Lewis III, Manicke, & Pearson, 2008).

⁵⁴⁹ Ver: (Lewis III, Manicke, & Pearson, 2008).

⁵⁵⁰ Esto puede suceder cuando las compañías están conformadas en Sociedades de Responsabilidad Limitada o cuando las compañías del proyecto son corporaciones y el Estado establece un impuesto unitario. En todos estos casos, el impuesto es efectivamente aplicado sobre el ingreso del último de los propietarios, en vez de ser aplicado simplemente sobre el ingreso propio del proyecto. Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

de Oregón para compensar los costos elegibles de construcción de la planta. El sistema permite la comercialización del crédito, lo cual beneficia a las empresas que tienen un ingreso imponible insuficiente para usar el BETC. A pesar de que el IRC establece que el BETC no reduce la cantidad disponible del Crédito contra el Impuesto a la Propiedad (PTC), es posible que el Estado reduzca la cantidad de BETC, si el PTC es solicitado respecto de la producción en las mismas instalaciones.⁵⁵¹

Además todos los gobiernos locales como condados y municipalidades pueden establecer impuestos a la propiedad dentro de los Estados, los que son medidos por el valor real de la propiedad y son calculados anualmente. La mayoría de Estados también gravan la propiedad personal tangible que es usada con fines comerciales. La propiedad intangible generalmente no se grava, excepto en el caso de los impuestos aplicados a las compañías generadoras o vendedoras de electricidad de algunos Estados. La valoración de la propiedad de un proyecto en particular siempre es material y el cambio en el uso de la propiedad en algunos Estados puede conllevar penalidades o impuestos más altos.⁵⁵²

Como parte del “*Due diligence*” de los inversores en la construcción de o adquisición de unas instalaciones para la producción o mezcla de biocarburantes, es importante averiguar si existen algunos incentivos aplicados sobre el impuesto a la propiedad.⁵⁵³ El problema de los límites entre las jurisdicciones fiscales de los condados, ha conducido en algunos casos a desarrollar zonas de producción de biocarburantes o programas especiales donde las deducciones contra el impuesto de propiedad no tienen en cuenta las fronteras jurisdiccionales.⁵⁵⁴

Además de los créditos aplicados al impuesto a la renta y a la propiedad tangible, otros tipos de incentivos han podido aplicarse sobre otros tipos de impuestos aplicables a nivel estadual. Por ejemplo, las exenciones contra el impuesto a las ventas de maquinaria o equipo que puede ser usado en la producción o mezcla de biocarburantes, han estado presentes en la legislación de Estados como California, Utah o Washington. En éste último las exenciones aplicadas a la compra de

⁵⁵¹ Las instalaciones para la producción de biocarburantes podían ser objeto del BETC, si las mezclas resultantes contienen una proporción igual o mayor a 20 % o más. La cantidad del crédito ha sido determinado en 35 % de los costos elegibles, con un límite total de \$3,5 millones con un periodo de vigencia de 5 años, pudiéndose usar los créditos no utilizados en los próximos 8 años (Oregon Government, 2008).

⁵⁵² Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

⁵⁵³ Por ejemplo, en Oregon es posible obtener una exención temporal del impuesto a la propiedad en el contexto del Programa de Zona de Empresa Estatal. Las zonas empresariales son áreas geográficas establecidas por una o más ciudades o condados dentro de los cuales una nueva propiedad puede obtener una exención fiscal temporal de entre 3 a 5 años. Para calificar, las leyes estatales requieren que la compañía incremente el empleo permanente, dentro de la zona en al menos un 10 % o incrementar la inversión mínima de capital de la empresa (B. Oregon, 2012).

⁵⁵⁴ Con la legislación del 2003 del Estado de Oregón se facilitó que las instalaciones para los proyectos de producción o mezcla de biocarburantes en algún condado rural, puedan aplicar al programa Zona de Desarrollo de Energías Renovables (RRED Zone). El programa RRED Zone podía otorgar una exención para los proyectos de energías renovables en los condados sin tener en cuenta las fronteras de las zonas empresariales regulares de los condados y con un tope en el valor de la propiedad en \$100 millones. Como alternativa, el Programa de Inversión Estratégica de Oregon (SIP) permite una exención parcial al impuesto de propiedad, por un periodo de 15 años en el lugar de localización del proyecto. Posteriormente se estableció que los proyectos de energías renovables serían elegibles para el SIP en el caso de que su valor superara los \$25 millones en las zonas rurales y \$100 millones en las zonas urbanas. Los proyectos que fueran valorados por encima de estos umbrales, podría quedar exentos del impuesto a la propiedad por el exceso resultante de la valoración. Ver: (Flynn, 2003) y (COA, 2012).

maquinaria o equipo para la producción de energía renovable, se aplica sobre las ventas de equipo de producción de mezclas al 20 % de contenido de biodiesel.⁵⁵⁵

También pueden calificar como incentivos fiscales las deducciones del impuesto a los negocios y servicios profesionales contabilizados en los ingresos brutos atribuidos a la venta o distribución de biodiesel carburante. Además de esto, algunos Estados han establecido una reducción de los impuestos selectivos aplicados a la venta de carburantes de automoción vendidos dentro del Estado. Por ejemplo, el Estado de California anteriormente otorgaba una reducción del impuesto selectivo a los carburantes que contengan al menos 85 % de etanol o metanol. Finalmente, algunos Estados permiten a los gobiernos locales establecer impuestos selectivos diferenciados en el mercado de carburantes, con el fin de favorecer o restringir del consumo de algún tipo de carburante.⁵⁵⁶

-Breve panorama de los Incentivos fiscales estatales aplicados para fomentar el desarrollo mercado de biocarburantes en la actualidad

A nivel Estatal, actualmente se vienen aplicando alrededor de 136 incentivos económicos de naturaleza fiscal para promocionar el transporte limpio, a los largo de 40 de los 50 estados que conforman la Federación. De este número, 90 instrumentos fiscales de carácter estatal se aplican para promocionar el sector de los biocarburantes. La mayoría de incentivos fiscales para promocionar los biocarburantes se encuentran enfocados en las fases de la producción y la distribución. Otros Estados buscan promover la demanda mediante incentivos fiscales a la adquisición o fabricación de Vehículos de Consumo de Carburantes Alternativos (AFVs), o mediante la reducción de impuestos al consumo de biocarburantes.

Los incentivos fiscales para favorecer la producción de biocarburantes se aplican generalmente para los proyectos de inversión en factores de producción de la industria de biocarburantes, tales como: la construcción o desarrollo de instalaciones, la adquisición o adaptación del equipamiento de producción, o el despliegue de infraestructura. Esta clase de incentivos fiscales se vienen aplicando en Estados como Alabama, Florida, Hawai, Iowa, Kansas, Kentucky, Luisiana, Minnesota, Montana, Nebraska, North Carolina, North Dakota, Ohio, Oklahoma, Pennsylvania, South Carolina, Virginia y Washington.

Algunos Estados también otorgan incentivos fiscales para promocionar el factor empleo en el marco de desarrollo de los proyectos de energías alternativas para el transporte, que incluye el desarrollo del mercado de biocarburantes. En este caso, los incentivos económicos a los costes del factor trabajo o relacionados a este, algunos Estados como Luisiana, Montana, North Dakota, Virginia, establecen incentivos fiscales en la forma de créditos o reembolsos para promover el trabajo directo e indirecto generado en el sector, tanto para la producción de etanol o biodiesel, como de las materias primas utilizadas en su producción. Por ejemplo en el Estado de Montana se vincula el otorgamiento de los beneficios fiscales al uso de las materias primas producidas localmente.

Otros Estados en lugar de incentivar la inversión en factores de producción, optan por aplicar directamente créditos fiscales o reembolsos por volumen producido del biocarburante, por ejemplo

⁵⁵⁵ Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

⁵⁵⁶ Ver: (Hellerstein, Youngman, & Hellerstein, 2005).

incentivos aplicados por galón de biodiesel o bioetanol producido. Además algunos Estados aplican de forma conjunta los incentivos al volumen de producción de biocarburantes y los incentivos a los factores de producción. Entre los Estados que adoptan esta clase de instrumentos fiscales se encuentran Indiana, Iowa, Kentucky, Maine, Maryland, Montana, Nebraska, New York, Oklahoma, Rhode Island, South Dakota, Virginia. Estos Estados establecen los créditos fiscales por cada galón de biocarburante producido o por la parte proporcional del biocarburante utilizado en la producción de la mezcla carburante.

La mayoría de Estados promueve mediante estos instrumentos la producción biocarburantes de primera generación, dentro de una categoría genérica denominada “carburantes alternativos”, entre los cuales los principales son el etanol el biodiesel, y en menor medida otros carburantes renovables como el diésel verde o el biobutanol. Pocos Estados de la federación promueven explícitamente, mediante incentivos fiscales, la protección ambiental. Pocos vinculan los incentivos fiscales al cumplimiento de algunos estándares mínimos de reducción de emisiones de GEI, así como a la producción de biocarburantes avanzados o de segunda generación, como el etanol de celulosa, hemicelulosa o lignina. Estado como Kentucky, Maryland, Minnesota, Nebraska, o Washington, son las excepciones. Son pocos instrumentos fiscales aplicados a nivel estatal para la promoción de la I+D+I, el desarrollo de rutas tecnológicas carburantes de segunda generación, o para financiar la investigación y aplicación comercial de otros carburantes avanzados. Como veremos más adelante, estas son medidas impulsadas a nivel federal.

La distribución es un importante objetivo dentro de la cadena de valor de la industria de biocarburantes que se promueven usando incentivos fiscales a nivel Estatal. En esta fase, las instalaciones para realizar las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles, así como el almacenamiento y la distribución mayorista de biocarburantes de primera generación, se han venido promoviendo con incentivos fiscales en Estados como Florida, Indiana, Kentucky, Massachusetts, Maine, Montana, Nebraska, North Carolina, North Dakota, Oregón, South Dakota, Washington, y Wisconsin. Otros estados aplican incentivos fiscales a la comercialización minorista de biocarburantes. Entre estos estados se encuentran por ejemplo, Iowa, Kansas, Luisiana, North Carolina, North Dakota, Oklahoma, Virginia, Washington.

En estos Estados las mezclas de biocarburantes con gasolina y diésel pueden estar en un rango que va desde niveles mínimos de mezclas no determinados, hasta la distribución de biocarburantes puros como el E100, B99 o el B100. Entre estos últimos, Estados como Florida, Iowa, New York, North Carolina, Oregón, Washington, o Wisconsin, aplican los incentivos para la distribución, y comercialización de mezclas de alto contenido de biocarburantes, como E100, E85, E70, B100. Las mezclas más utilizadas en el mercado americano de biocarburantes como el E10, y en menor medida el E15 y el B20 también son objeto de incentivos fiscales directos en Estados como Florida, Iowa, Washington o Wisconsin. Muchas mezclas menores también son objeto de incentivos fiscales, que se aplican en la proporción del volumen del biocarburante en la mezcla final con el carburante fósil.

En el caso del consumo de biocarburantes, los incentivos fiscales son aplicados para facilitar la adquisición, al reducir el costo de conversión o compra de vehículos de consumo de carburantes alternativos-AFVs. Existen diferencias en la magnitud del incentivo fiscal entre los estados que los aplican. En general los Estados que promueven el uso de vehículos AFVs son: Arizona, Columbia, Georgia, Indiana, Kansas, Luisiana, Michigan, Montana, Oregón, Vermont y Virginia.

En otros Estados como Arizona, Delaware, Idaho, Maine, Michigan, Oregón, Virginia, Nueva York, o North Carolina, se han establecido incentivos fiscales para fomentar el consumo de carburantes alternativos y biocarburantes, reduciendo, exentando o reembolsando posteriormente los impuestos que afectan el valor final del biocarburante. En el anexo III podemos observar los diferentes tipos de incentivos fiscales que se aplican en los diferentes Estados de EEUU para promocionar el mercado de biocarburantes.

III.2.3. Otros Incentivos económicos en forma de Ayudas del Estado para el fomento de los biocarburantes en EEUU

Aun cuando hemos observado que los subsidios en la forma de incentivos fiscales al sector de los biocarburantes se remonta a la década de los setenta, otras formas de ayudas estatales también han venido siendo aplicadas con el fin de favorecer el desarrollo del mercado de biocarburantes, especialmente desde finales de la década de los 1990s, cuando se inicia una nueva tendencia de incrementos en los precios del petróleo en los mercados energéticos, en paralelo a una caída de los precios de los productos agrícolas en los mercados alimentarios. Justificados como una herramienta necesaria para reducir la dependencia de las importaciones de petróleo, el control de emisiones contaminantes a causa del uso de combustibles fósiles y el apoyo sector agrícola, las ayudas en formas de subsidios directos e indirectos han sido un elemento revelador de la importancia del sector de los biocarburantes dentro de la nueva política agro-energética estadounidense.

III.2.3.1. Antecedentes

Desde los años 1980s ya se pueden observar instrumentos económicos en forma de ayudas estatales de diferente naturaleza. Muchas de estas ayudas se centraban en promover la demanda de biocarburantes en el sector público como del sector privado, mediante el impulso de la renovación de las flotas de vehículos e infraestructura necesaria para expandir el nivel de consumo. Otras, enfocadas más en la promover la oferta, han estado dirigidas a incrementar el nivel de producción, superar las barreras logísticas y tecnológicas que dificultan la expansión del mercado, así como para promover una organización industrial más eficiente en las diferentes facetas del sector de los biocarburantes. En paralelo las ayudas a la I+D+I han acompañado el desarrollo de ambos lados del mercado, tanto desde la producción como del consumo, siendo uno de los instrumentos clave que acompañan los objetivos de uso de carburantes avanzados establecidos en los estándares de uso carburantes renovables (RFS) que regulan la demanda de consumo presente y futuro.⁵⁵⁷

Desde la década del 2000, la intervención del gobierno federal en el sector de los carburantes se ha incrementado notablemente, especialmente a través de incentivos económicos implementados como programas de ayudas económicas y subsidios directos. Por ejemplo, a través el Programa para la Bioenergía del año 2001 se establecieron los primeros pagos directos para los productores elegibles de etanol y biodiesel, a cargo de la Corporación para el Crédito de Materias Primas (*Commodity Credit Corporation-CCC*)⁵⁵⁸ del Departamento de Agricultura-USDA. El Programa para la

⁵⁵⁷ Ver: (Yacobucci B. , 2005).

⁵⁵⁸ La CCC es una Corporación del gobierno de EEUU, creada en 1933 con el fin de subvencionar los ingresos de los agricultores, así como el precio y las exportaciones de los productos agrícolas. Con este fin el CCC financia

Bioenergía fue iniciado en agosto de 1999 por el presidente Clinton mediante la orden ejecutiva 13134. Posteriormente en octubre del año 2000 la Secretaría de Agricultura puso a disposición del programa \$300 millones de los fondos de la CCC para los años fiscales 2001 y 2002, con el fin de expandir la producción de biocarburantes.⁵⁵⁹

A la Orden Ejecutiva 13134 le siguieron varias leyes que contenían mayores ayudas para la industria de los biocarburantes. La primera de esas leyes fue la Ley de I+D+I en Biomasa del 2000 (*Biomass Research and development Act of 2000-BRDA*), en cuyo título III se establecieron una serie de provisiones para expandir la investigación y desarrollo en el área de la producción de carburantes renovables obtenidos de biomasa.⁵⁶⁰

Dos años después se promulgó la “*Farm Bill*” del 2002 (*Farm Security and Rural investment Act of 2002-FSRI-2002*), que es la primera “*Omnibus Farm Bill*” que incluyó expresamente un título para el ámbito de la energía vinculado la agricultura. El Título IX, autorizaba, subvenciones, créditos y garantías de créditos para la promoción de la investigación en energías renovables de base agrícola; así como para compartir el alto riesgo de inversión determinado por el desarrollo de estas fuentes de energía, como para la adopción de sistemas de energías renovables. Asimismo, extendía el Programa de la Bioenergía y sus fondos, establecidos en \$150 millones de euros desde 2003 a 2006. Además del título IX, la Ley incluía varios programas de ayudas a los biocarburantes, principalmente el título II referido a la conservación energética y en el título VI referido al Desarrollo Rural. Cada título contiene programas que promueven la investigación, la producción y el uso de carburantes renovables tales como el etanol y el biodiesel.⁵⁶¹

En 2003 la “*Healthy Forests and Restoration Act*”, modificó la BRDA del 2000, expandiendo el uso de las subvenciones, contratos y asistencia para la biomasa, con el fin de incluir una mayor gama de actividades de gestión forestal. Asimismo, expandió la disponibilidad de programas establecidos en la BRDA del 2000 y la FSRI del 2002, para promover tanto la demostración en la adopción de nuevas tecnologías para la conversión de la biomasa, como el establecimiento de pequeños negocios relacionados con el uso de la biomasa.

Desde la promulgación de la FSRIA-2002, el interés en las energías renovables creció rápidamente, debido en gran parte al fuerte incremento en los precios nacionales e internacionales del petróleo y a la gran aceleración en la producción doméstica de biocarburantes, principalmente de etanol obtenido de granos de maíz. La FSRIA-2002 fue seguida por una de las grandes leyes energéticas vigente parcialmente en la actualidad, la “*Energy Policy Act-EPAct-2005*”, que estableció además de los mandatos obligatorios de uso de biocarburantes, otros programas de subvención a las energías renovables y los biocarburantes.

Otra de las normas legales con un gran contenido de ayudas a los biocarburantes es la “*Energy Independence and Security Act of 2007-EISA-2007*”. El título II de la EISA-2007 se refiere a la seguridad energética mediante el incremento de la producción de biocarburantes. En los subtítulos A, B, C y D se desarrollan el RFS-2, la I+D+I en Biocarburantes, así como la infraestructura en

los programas de precios, de exportaciones y de ingresos agrícolas del USDA, mediante una autoridad permanente que le permite financiar el sector hasta por un límite de \$30 billones del tesoro de EEUU

⁵⁵⁹ Ver: (Duffield, Xiarchos, & Halbrook, 2008).

⁵⁶⁰ Ver: *Public Law 106-224: Biomass Research and Development Act of 2000*.

⁵⁶¹ Ver: *Public Law 107-171: Farm Security and Rural investment Act of 2002*.

biocarburantes y las salvaguardas ambientales. Por un lado, el subtítulo B promueve la investigación en la expansión del uso del biodiesel y el biogás como carburantes. Las ayudas están autorizadas para la I+D+I y para la aplicación comercial de tecnologías avanzadas de biocarburantes de celulosa. La secretaría de energía es la encargada de reportar al congreso sobre la posibilidad del uso de las algas como materia primas para la producción de biocarburantes. Asimismo, se promueve la investigación de biocarburantes en instituciones de educación superior.⁵⁶²

Por otro lado, el subtítulo C tiene por objetivo la mejora de la información sobre los programas Federales de investigación en biocarburantes. El enfoque del I+D+I se dirige a las mejoras en la infraestructura y en las biorrefinerías, así como al estudio de los potenciales impactos del incremento del uso de biocarburantes.⁵⁶³

Además el DOE se encargaría de crear un programa para ayudar al establecimiento o conversión de infraestructura para el uso de carburantes renovables, incluyendo E85. Las autorizaciones de ayudas para la producción de etanol de celulosa establecidas en la EAct-2005 son incrementadas en la EISA-2007. También se promueve la producción de vehículos de consumo flexible. Asimismo, la norma establece una serie de ayudas para estudios de penetración de FFVs, para la factibilidad de la construcción de ductos para el transporte del etanol y del uso de grandes mezclas carburantes de etanol, así como para evaluar la adecuación del transporte de etanol por red de trenes.⁵⁶⁴

Como hemos adelantado líneas arriba, La *"Food, Conservation and Energy Act de 2008"* (FCEA-2008), extiende y amplía muchos de los programas para la promoción de energías renovables establecidos originalmente en la FSRIA-2002. Sin embargo, la FCEA-2008 redirige los esfuerzos de promoción de energías alternativas hacia la investigación y desarrollo de bioenergía y biocarburantes avanzados, principalmente los obtenidos de biomasa de celulosa. Este cambio se produce como respuesta a las controversias relacionadas con los efectos adversos de la expansión del uso de biocarburantes de primera generación, especialmente el etanol obtenido de granos de maíz, pero también porque la expansión de la demanda de etanol carburante y los incentivos fiscales, como las ayudas agrícolas a los cultivos, eran incentivos suficientes para promover el desarrollo de la industria de primera generación.⁵⁶⁵

⁵⁶² Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007.*

⁵⁶³ Con este propósito, la EISA-2007 amplía la autorización de fondos para la Investigación en biocarburantes realizada por el DOE. Se autorizan \$25 millones para ayudas a la investigación, desarrollo y demostración en biocarburantes, así como para su aplicación comercial en estados que tienen bajas tasas de producción de etanol. Un programa de investigación en instituciones de educación superior es autorizado a recibir \$2 millones de dólares para I+D+I en tecnologías de energías renovables, dándose prioridad a las instituciones ubicadas en las comunidades rurales de bajos ingresos. Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007.*

⁵⁶⁴ Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007.*

⁵⁶⁵ La producción anual de etanol se había expandido rápidamente en EEUU desde el 2001, llegando a alcanzar los 2000 millones de galones en este año y los 10000 millones en 2010, pasando de usar el 12 % de la producción total de granos de maíz en 2001 al 41 % en 2010. Durante los debates previos sobre la FCEA-2008 en 2007, cerca del 23 % de la producción de granos de maíz fue usada para producir etanol, mientras que las proyecciones de la expansión del sector levantaron las alarmas de los posibles efectos colaterales del incremento de la producción de etanol en EEUU basado principalmente en este cultivo alimentario. Los efectos en los precios de los granos y las semillas oleaginosas que competían por las mismas tierras de cultivo, resultaban en altos costes de alimentación para la ganadería, incrementos potenciales de los costos de los alimentos y menos exportaciones agrícolas de EEUU. Otras inquietudes estuvieron principalmente

La política para la promoción de biocarburantes y otras fuentes renovables de energía en la FCEA-2008, fue promulgada después de la EISA-2007, que impulsaba notablemente la expansión del estándar de energías renovables (RFS-2), el cual implementa un mandato para el incremento de biocarburantes avanzados, definidos como carburantes no derivados de granos de maíz, desde un uso mínimo igual a cero en 2008, hasta 21 millones de galones en 2022.⁵⁶⁶ Las provisiones para la energía de la FCEA-2008, buscaban apuntalar los mandatos de uso de la EISA-2007, redirigiendo los incentivos económicos Federales hacia materias primas para la producción de biocarburantes, distintas del grano de maíz. Muchas de estas se enfocan en el desarrollo de etanol obtenido de celulosa.⁵⁶⁷

Como la FSRIA-2002, la FCEA-2008 contiene un título expreso para la energía (título IX) consistente en tres secciones. La sección 9001 contiene 13 nuevas provisiones que sustituyen las provisiones de la FSRIA-2002. La sección 9003 establece directrices para los estudios y reportes relacionados con la infraestructura de biocarburantes. En el Título VII se establecen las provisiones para la I+D+I en energías renovables. En el Título XV se establecen las provisiones relacionadas con los incentivos fiscales y la regulación del comercio internacional. Finalmente en el Título VI, referido al desarrollo rural, se establecen los programas para facilitar la producción y el desarrollo de energías renovables a nivel rural.

Como su predecesora, la FCEA-2008, dedica un título específico para la energía (Título IX), que expande notablemente la cantidad y tipos de programas para la promoción de la producción y el uso de energías renovables. Además de expandir el título relacionado con la energía, la ley establece nuevas provisiones para las energías renovables incluidas en diferentes títulos como en el “Título VI” referido al desarrollo Rural; el “Título VII” referido a la Investigación; el “Título XI” concerniente a la ganadería y el “Título XV” relacionado con los impuestos.

Los cambios de dirección de los incentivos hacia materias primas de segunda generación o biocarburantes avanzados, hicieron necesaria la introducción de nuevas definiciones de biocarburantes y energías renovables. Entre las definiciones más importantes que incorpora la sección 9001 de la ley en relación con el destino de las ayudas están:

-Biomasa renovable: referida a cualquier material orgánico disponible de manera renovable o recurrente, procedente principalmente de tierras Federales.

-Biocarburantes avanzados: referidos a los carburantes derivados de biomasa renovable distinta de los granos de maíz, incluyendo:

- Biocarburantes derivados de celulosa hemicelulosa o lignina,

relacionadas con la expansión de la producción de granos de maíz en tierras de cultivo no tradicionales, que incluían pastos nativos y tierras de las praderas (Yacobucci B. , 2012).

⁵⁶⁶ Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007*.

⁵⁶⁷ El desarrollo potencial de la industria de etanol obtenido de celulosa encuentra una barrera económica originada en los costes del proceso de conversión de la celulosa en etanol. Las tecnologías de segunda generación, como la obtención de etanol de la celulosa de la planta, todavía parecen ser más caras en relación con las tecnologías de primera generación que usan cultivos energéticos como los granos de maíz, por lo que todavía el desarrollo del etanol de celulosa no ha alcanzado una etapa plenamente comercial. Sin embargo, el formidable potencial del suministro y bajo coste de las materias primas de celulosa disponibles en EEUU, ha sido un acicate para promover su desarrollo (Bracmort, 2011).

- Biocarburantes derivados de azúcar y almidones (diferentes de los almidones de grano de maíz),
- Biocarburantes derivados de material residual como: residuos de cultivos, otros materiales residuales vegetales, residuos animales, alimentarios y desechos de jardín,
- Carburantes diésel equivalente, derivado de biomasa renovable, incluyendo aceites vegetales y grasas animales,
- Biogás (incluido el obtenido del tratamiento de vertederos y aguas residuales) producido mediante la conversión de material orgánico de biomasa renovable,
- Butanol u otros alcoholes producidos mediante la conversión de material orgánico de biomasa renovable, y
- Otros carburantes derivados de biomasa de celulosa.

-Producto de base biológica (*Biobased product*): referido al producto comercial o industrial, diferente que los productos alimentarios o forraje, que está compuesto en todo o en una gran parte, de productos biológicos, incluyendo material renovable de agricultura doméstica, o es un insumo intermedio o materia prima.

-Instalaciones de conversión de biomasa: referido a instalaciones que convierte la biomasa renovable en, electricidad, calor, productos de base biológica o biocarburantes avanzados.

-Biorrefinería: referida a las instalaciones (incluidos equipos y procesos) que convierten la biomasa renovable en biocarburantes y pueden producir electricidad⁵⁶⁸

Una de las principales diferencias con la antigua FSRI-2002 es que ésta ley incluía dentro de las diferentes posibilidades del significado concreto de biomasa, aquel material orgánico disponible y renovable consistente en cultivos agrícolas, incluyendo los granos de maíz usados en la industria alimentaria. Con la nueva norma del 2008 se excluiría expresamente los granos de maíz de la definición de las materias primas usadas para la producción de biocarburantes avanzados y de los programas de apoyo relacionados con su expansión en el mercado.⁵⁶⁹ A nivel global la FCEA-2008 autorizó un total de \$1100 millones en fondos asignados a programas energéticos para el periodo fiscal 2008-2012, 300 millones más comparado con los \$800 millones de la FSRIA-2002.⁵⁷⁰

Uno de los principales temas relacionados con la próxima *Farm Bill* del 2012 es la expiración a fines del año fiscal 2012 de la mayoría de las provisiones relacionadas con el ámbito energético, así como la ausencia de una base de financiación prevista para los próximos años. Asimismo, la aparente redundancia de los programas de energías renovables entre el USDA y el DOE, el lento desarrollo de

⁵⁶⁸ Ver: *Public Law 110-246, Food, Conservation, and Energy Act, sec-9001.*

⁵⁶⁹ Ver: *Public Law 107-171, Food, Conservation, and Energy Act, sec-9001.*

⁵⁷⁰ Las Autorizaciones obligatorias de financiamiento en la FCEA-2008 se incluyen \$320 millones para El Programa de Asistencia a las Biorrefinerías, \$300 millones para el Programa de Bioenergía para Biocarburantes Avanzados y \$255 millones para El Programa Energía Rural para América (REAP). Asimismo, el Programa para la Asistencia a los Cultivos de Biomasa (BCAP) fue autorizado a recibir las sumas que fueran necesarias. Finalmente las asignaciones discrecionales de fondos no vinculadas a programas específicos alcanzaron \$1700 millones, en comparación con las asignaciones discrecionales de fondos de \$245 millones en la FSRIA-2002. Desde la promulgación de la FCEA-2008, los programas de energías renovables autorizados por el Título IX de la Ley, han invertido más de \$460 millones en biorrefinerías y sistemas de energías renovables y eficiencia energética, a través de asignaciones obligatorias para subsidios, garantías de préstamos y ayudas en forma de pagos. Asimismo, más de \$243 millones se destinaron al Programa para a Asistencia a los Cultivos de Biomasa entre 2009 y 2010. Ver: (Schnepf R. , 2011).

la industria de biocarburantes derivados de celulosa y la incidencia del uso de etanol de granos de maíz en el gasto público, posiblemente sean factores que influyan notablemente en las provisiones de la próxima *Farm Bill*, todo esto en un contexto deficitario de los presupuestos federales y de una economía debilitada por la crisis.⁵⁷¹

III.2.3.2. Panorama de los principales tipos de ayudas federales no fiscales

La implementación de las ayudas en EEUU que afectan el sector de los biocarburantes no responde a un programa definido y claramente identificable sobre el cual se articulen las diferentes medidas de promoción, sino por el contrario, su naturaleza transectorial influye en la organización propia de las medidas de apoyo federal al sector, lo cual ciertamente ha afectado la eficiencia en el gasto público, muchas veces constatada en la duplicidad de programas en distintas secretarías (principalmente entre el Departamento de Energía-DOE y el Departamento de Agricultura-USDA). De acuerdo con la legislación vigente existen en la actualidad una serie de ayudas provenientes de diferentes secretarías federales, con objetivos similares o idénticos, las que en razón de su vigencia, así como del potencial impacto directo o indirecto en la oferta o la demanda de los biocarburantes, hemos recogido en este punto.

Entre las ayudas que se enfocan en desarrollar la oferta de biocarburantes destacan las ayudas a la I+D+I, las ayudas a la producción, a la distribución y a la comercialización de biocarburantes avanzados. En el caso de las ayudas al I+D+I observamos que el financiamiento de los proyectos de investigación en nuevas tecnologías parece tener como causa principal, la insuficiente inversión del sector privado. Teniendo en cuenta la expansión de los objetivos de uso de carburantes alternativos que demanda el nuevo RFS-2 de la EISA-2007, el Gobierno Federal justifica los instrumentos económicos para el impulso de la oferta de las nuevas tecnologías de biocarburantes, por la situación de incertidumbre y el alto riesgo que presenta para los inversores el desarrollo de la producción a gran escala de biocarburantes avanzados, aun cuando mediante el RFS-2 se trate de asegurar la demanda presente y futura de estos productos energéticos.

Muchas de las barreras para la expansión del mercado de biocarburantes son técnicas y altamente costosas. Desde las nuevas rutas tecnológicas para los procesos de conversión de diferentes clases de biomasa, el desarrollo de las biorrefinerías, la distribución, el almacenaje, hasta el despliegue comercial; los proyectos presentan problemas técnicos que limitan la expansión del mercado, e incrementan sustancialmente los costes de producción. Algunos de estos costes, no solo se han observado en el caso de las tecnologías de segunda generación los biocarburantes de celulosa, sino también para el etanol de primera generación, como por ejemplo los problemas del coste del transporte y distribución.⁵⁷²

Al analizar la regulación observamos que otro tipo de ayudas son las que se otorgan para la producción de biocarburantes avanzados. La diversificación de los mercados para los productos y subproductos agrícolas y forestales, junto a la diversificación energética y la protección

⁵⁷¹ Para más información al respecto Ver: (Yacobucci B. , 2012).

⁵⁷² De acuerdo con Tyner (2010) hay muchos inconvenientes técnicos con las infraestructuras necesarias para la cadena de distribución del etanol, los cuales limitan su desarrollo en el mercado. Por ejemplo, el etanol no puede ser transportado por ducto, porque es corrosivo, absorbe agua y disuelve los materiales en el ducto. Además, las mezclas de etanol pueden producir mayor evaporación de emisiones que la gasolina convencional, lo cual significa que el etanol no puede ser usado en algunas partes de los calurosos estados del sur en verano.

medioambiental, justifican el apoyo del Gobierno Federal a los productores de materias primas como de biocarburantes de segunda generación. Como en el caso de los subsidios al I+D+I, la ayudas a la producción están enfocadas en el uso de biomasa renovable para producción de biocarburantes diferentes del etanol obtenido de granos de maíz. Los pagos se dan para la producción de materias primas destinadas a producir biocarburantes avanzados. También se dan pagos directos para la producción de biocarburantes avanzados. En este último caso, los pagos pueden realizarse por galón de biocarburantes de celulosa mediante subastas inversas, como subsidio directo a las plantas de producción, o mediante otros mecanismos de ayudas; tanto para grandes como para pequeños productores y negocios agrícolas.

También se aplican ayudas en la forma de garantías de préstamos y préstamos directos para proyectos de instalaciones y plantas de conversión de biomasa renovable en carburantes avanzados, desarrollo de las biorrefinerías y el desarrollo comercial de tecnologías avanzadas de conversión de celulosa, caña de azúcar y residuos, así como apoyo al desarrollo de las infraestructuras de biocarburantes. Estas últimas clases de ayudas buscan superar algunas barreras existentes en la cadena de distribución del mercado de biocarburantes de EEUU. Por ejemplo, el etanol tiene que ser transportado por trenes, camiones o barcas, lo cual hace que los costes de transporte sean altos. Además, debe ser mezclado en terminales de mezcla o en las propias estaciones de gasolina “*splash blended*”, lo cual requiere mayor inversión en bombas de mezcla especiales y tanques de almacenamiento. Asimismo, en varias partes de EEUU, no hay terminales de tren cerca de las terminales de mezcla, lo cual también incrementa los costes de distribución (Tyner, 2010).

Asimismo, muchas de las ayudas a la oferta de biocarburantes se enfocan principalmente en el sector rural, mediante la subvención para la inversión en bombas de mezclado o de suministro flexible de biocarburantes, con el fin de consolidar la fase comercial al menos en las zonas en que las plantas de producción no se encuentran demasiado alejadas de las estaciones de servicio.

De acuerdo con la regulación vigente, muchas de las ayudas federales en favor del uso de los biocarburantes se vienen implementando principalmente por motivaciones de control de la contaminación ambiental. En el marco de estrategias de control, prevención, y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otros gases y partículas contaminantes; algunos programas proveen ayudas para la planificación del uso de biocarburantes, para el desarrollo de su infraestructura de suministro, estaciones de servicio y abastecimiento, así como para la readaptación o conversión de flotas de vehículos convencionales en vehículos de consumo de carburantes alternativos. Otros pocos, se enfocan en ayudas a la educación y la divulgación de las propiedades del uso de algunos biocarburantes, en ayudas a la inversión en el uso de tecnologías alternativas o en los descuentos directos para el uso de biocarburantes como el biodiesel o el E85, con el fin de incrementar la demanda.

III.2.3.2.1. Ayudas relacionadas con la Investigación, Desarrollo e Implementación comercial de biocarburantes (I+D+I)

Las ayudas al I+D+I en la actualidad se encuentran principalmente enfocadas al desarrollo y expansión de los biocarburantes avanzados, así como en el desarrollo y despliegue comercial de los biocarburantes e primera y segunda generación, con el fin de expandir el suministro. En el primer

caso podemos observar que las ayudas se aplican para reducir los costos de conversión de biomasa en biocarburantes líquidos. Esto viene siendo un obstáculo grande para la competitividad del uso de la celulosa como materia prima. En este tipo de ayudas se excluye expresamente los granos de maíz, la principal materia prima usada para la producción de etanol en EEUU.⁵⁷³

El potencial de la biomasa forestal en un país como EEUU, genera grandes expectativas para la producción de biocarburantes avanzados, siendo el I+D+I fundamental para la explotación del abundante material biológico de celulosa, hemi-celulosa y lignina, presente en gran parte del territorio de EEUU. La I+D+I aplicada, se concentra en el uso de nuevas tecnologías para la explotación de los recursos biológicos más abundantes en el país. Nuevos procesos, como la optimización de la captura y conversión de la energía de la biomasa o el desarrollo de nuevas enzimas para romper las duras moléculas de la celulosa y transformarla en azúcares fermentables, son algunas de las rutas tecnológicas impulsadas por las ayudas federales.

La relevancia que tienen las restricciones ambientales sobre el uso de los biocarburantes, impuestas en los estándares RFS-2 de la EISA-2007, se relacionan con las ayudas federales al I+D+I en biocarburantes, en el sentido que exigen procesos más sostenibles en la explotación del material biológico, así como mejoras medioambientales. Asimismo, el riesgo derivado del alto coste de la I+D+I y el potencial fracaso económico de las nuevas tecnologías de conversión, reducen las probabilidades de inversión privada a una escala suficiente como para superar las barreras tecnológicas. Esta última, es una razón fundamental del alto nivel de inversión del gobierno federal para el desarrollo de nuevas tecnologías.

Desde el punto de vista comercial, la diversificación de la producción de biocarburantes avanzados, productos de base biológica y materias primas, parece ser una estrategia dominante en la disposición de las ayudas a la investigación, adquiriendo el concepto de "*biorrefinería*" una notable importancia, como elemento integrador de la diversificación de la producción de forma sostenible. El desarrollo de la integración de las refinerías y de las infraestructuras de distribución tiene por objeto superar las barreras técnicas y económicas que dificultan la adopción de nuevas tecnologías de explotación comercial de la biomasa. Por esta razón, la demostración y despliegue comercial de la producción también es objeto de una serie de ayudas a la I+D+I. EEUU utiliza asimismo una red de instituciones de educación superior, organizaciones del sector público y del sector privado para desplegar las ayudas a la investigación básica y aplicada al I+D+I en bioenergía, teniendo una amplia cobertura en las diferentes regiones del país, que impulsa la investigación y la explotación de los recursos en razón de las ventajas comparativas que presentan los propios tipos de biomasa renovables en cada región. Entre los principales programas de Ayudas Federales a la I+D+I+I tenemos:

-Programa para la Investigación y Desarrollo en Biomasa en la FCEA-2008

⁵⁷³ El propósito es alcanzar el camino tecnológico que reduzca los costes de transformación de las materias primas no alimentarias, para promover el desarrollo de la industria nacional de biocarburantes y bio-productos avanzados o de segunda generación, para, entre otros fines, reducir los potenciales incrementos sobre los precios de productos alimentarios y de los costes de producción en la industria ganadera.

Creado originalmente en año 2000 por la “*Biomass Research and Development Act-BRDA-2000*”, con el nombre de “Iniciativa para la Investigación y Desarrollo de la Biomasa”, El USDA y el DOE, de manera coordinada, se encargaban de proveer de financiamiento a los proyectos de investigación, desarrollo e implementación en biocarburantes, así como la obtención de productos industriales de naturaleza biológica, como carburantes, químicos, materiales de construcción, electricidad o calor producido con el uso de biomasa. De acuerdo con la sección 302 del título III, el Congreso de EEUU establece que la conversión de la biomasa en productos industriales de base biológica ofrecen un notable potencial para el beneficio del interés nacional a través de la mejora de la seguridad energética y de la balanza de pagos, la mejora de la salud de la economía rural, la mejora de la calidad medioambiental, la anulación de las emisiones de GEI, la exportación de tecnología, y la sostenibilidad en el suministro de recursos.⁵⁷⁴

Asimismo, el Congreso considera que los desafíos técnicos para elevar la competitividad de los productos industriales de base biológica se basan en encontrar nuevas tecnologías que reduzcan el coste de la conversión de la biomasa en los productos industriales esperados. Respecto a los carburantes de base biológica y especialmente al etanol, el Congreso estadounidense considera que tienen un claro potencial para ser económica y medioambientalmente sostenibles. Al ser de bajo coste y ser carburantes de alto performance, son compatibles con los actuales y futuros sistemas de transporte, y dado que su nivel de emisiones de GEI son cercanas a cero, favorecen la sostenibilidad medioambiental en el transporte.⁵⁷⁵

Bajo la iniciativa para la Investigación y Desarrollo de la Biomasa se establece un sistema de subvenciones otorgadas en régimen competitivo, contratos y asistencia financiera con el fin de que algunas entidades elegibles lleven a cabo investigación en productos industriales de base biológica.⁵⁷⁶

El uso de los subsidios, los contratos o la asistencia directa se usan para la investigación en los procesos tecnológicos de conversión de la biomasa en energías avanzadas; para la investigación en

⁵⁷⁴ Ver: *Public Law: 106-224: Biomass Research and Development Act of 2000*.

⁵⁷⁵ Para esto la Secretarías de Agricultura y la Secretaría de Energía son instadas a cooperar y coordinar las políticas y los procedimientos necesarios para promover la Investigación y Desarrollo en Biomasa. Asimismo, se establece en la sección 305 la Comisión de Investigación y desarrollo para la Biomasa, la que sustituye el Consejo Interinstitucional en Productos de Base Biológica y Bioenergía establecidos por la Orden ejecutiva 13134, con el fin de coordinar las actividades gubernamentales de los departamentos y las agencias del gobierno Federal para la promoción de del uso de los productos industriales de base biológica. Además se creó por la Orden 13134 el Comité de Asesoría Técnica en Investigación y Desarrollo que sustituye el Comité para Productos de base Biológica y Energía, encargado de asesorar a la Secretarías de Agricultura y Energía, sobre los enfoques técnicos, así como la dirección y evaluación de las propuestas. Además el comité debía facilitar las consultas y asociaciones entre las Agencias Federales y Estatales, los productores agrícolas, la industria, los consumidores, la comunidad y otros grupos interesados en llevar a cabo programas relacionados con la iniciativa, así como evaluar el planeamiento estratégico de las actividades del Programa relacionadas con la iniciativa. Ver: *Public Law 106-224: Biomass Research and Development Act of 2000*.

⁵⁷⁶ Los propósitos eran: Estimular la colaboración de actividades entre expertos en biomasa para conducir investigación fundamental y la enfocada en la innovación, así como en el desarrollo tecnológico; ampliar los enfoques en el procesamiento de la biomasa necesaria para el desarrollo de tecnologías avanzadas; reducir los costes; fortalecer los recursos intelectuales de EEUU mediante la educación de futuros científicos, Ingenieros, gerentes y líderes de negocios en el campo del procesamiento de la biomasa; y promover las asociaciones para la investigación integrada entre, instituciones de educación Superior técnica, Universidades, laboratorios nacionales, agencia Federales y Estatales y el sector privado.

tecnologías para la diversificación de la gama de productos que pueden ser producidos eficiente y costo-competitivamente, a partir de la biomasa. Asimismo, las ayudas deben también fomentar la investigación enfocada en asegurar el performance medioambiental y la viabilidad económica de los productos industriales de base biológica y sus materias primas de biomasa, considerándolos como un sistema integrado, así como cualquier investigación y desarrollo en tecnologías o procesos determinados por las autoridades respectivas.⁵⁷⁷ Los fondos para la conducción de los programas de I+D+I serían asignados por la Secretaría de Energía.⁵⁷⁸

El antiguo programa para la I+D+I en Biomasa se mantiene vigente en la sección 9001 y 9008 del título IX de la FCEA-2008, con algunos cambios que indican un enfoque más integrado de la I+D+I en el desarrollo de los biocarburantes y en especial de los biocarburantes avanzados. Desde el enfoque de las ayudas, también se observan cambios en la dirección del uso de estas ayudas para desplegar específicamente la cadena de valor de los biocarburantes. Los subsidios, contratos y asistencia financiera otorgados en régimen competitivo bajo la Iniciativa para la Investigación y Desarrollo en Biomasa, se aplican a entidades elegibles para la I+D+I en biocarburantes y productos de base biológica, así como los métodos, prácticas y tecnologías para la producción de éstos.⁵⁷⁹

La iniciativa para la I+D+I también se enfoca en el desarrollo del mercado de los biocarburantes. Entre los objetivos más importantes de la iniciativa, está el desarrollo de tecnología y procesos necesarios para incrementar la producción de biocarburantes a precios competitivos con los carburantes fósiles en el mercado de carburantes para el transporte y la diversificación de los recursos domésticos con materias primas de biomasa renovable para su conversión en biocarburantes de una manera económica y medioambientalmente sostenible.⁵⁸⁰

-Las áreas técnicas objeto de estas ayudas pasan por:

El desarrollo de la logística de las materias primas (recolección, manipulación, transporte, procesamiento y almacenamiento) para la producción de biocarburantes;

El desarrollo de biocarburantes a través del uso de celulosa como materias primas o la diversificación de la gama de productos que puedan incrementar la viabilidad de la producción de biocarburantes.

⁵⁷⁷ Ver: *Public Law 106-224: Biomass Research and Development Act of 2000*.

⁵⁷⁸ Asimismo, la ley autorizaba una asignación de \$49 millones para cada año fiscal entre 2000 y 2005. Posteriormente, con las modificatorias introducidas por la FSRI-2002 se autorizaba un financiamiento obligatorio de \$5 millones en el año fiscal 2002, y de \$ 14 millones para cada año fiscal desde 2003 a 2007. Asimismo, se autorizaban asignaciones de fondos de \$49 millones, para cada año fiscal en el periodo 2002 a 2007. Ver: *Public Law 106-224: Biomass Research and Development Act of 2000 y 7USC sec-8101*.

⁵⁷⁹ Por ejemplo, en lo que a la cooperación y coordinación para la Investigación y Desarrollo en biomasa la FCEA-2008 es más específica que la regulación anterior, debiendo estar destinada a la producción de biocarburantes y productos de base biológica. Asimismo, las obligaciones de la Comisión son más específicas en relación a los biocarburantes, estableciéndose que ésta debe coordinar la I+D+I de las actividades a fin de promocionar los biocarburantes y productos de base biológica. También, pueden observarse la importancia de los biocarburantes en la organización de las instituciones a cargo de la I+D+I; por ejemplo el Comité de Asesoría Técnica para Investigación y Desarrollo en biomasa debe estar integrado entre otros miembros, por un individuo representante de la industria de los biocarburantes, y diferentes expertos en biocarburantes de la academia o del gobierno.

⁵⁸⁰ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

El análisis del desarrollo de los biocarburantes mediante directrices estratégicas para la aplicación de tecnologías renovables de biomasa que mejoren la sostenibilidad ambiental, la costo-efectividad y el desarrollo rural, así como las evaluaciones de impacto ambiental y las evaluaciones de las tierras Federales.⁵⁸¹

Con este fin, la FCEA-2008 establece que las secretarías de Energía y Agricultura deberán apoyar el I+D+I para expandir las oportunidades para los productores de biocarburantes, maximizar los beneficios medioambientales, económicos y sociales relacionados con la producción de biocarburantes a gran escala, y facilitar la producción a pequeña escala comercial, así como la producción local para el consumo propio de biocarburantes y energía obtenida de biomasa. En el caso del control de la sostenibilidad medioambiental de las alternativas de sustitución, por ejemplo, la coordinación entre el USDA y el DOE para la I+D+I en biomasa incluye el análisis de ciclo de vida de los biocarburantes (*Life Cycle Analysis-LCA*).

Las subvenciones para las nuevas áreas técnicas se establecen con un financiamiento mínimo del 15 % de los fondos para cada área (desarrollo de biocarburantes, materias primas y productos de base biológica, así como análisis en biocarburantes). El coste mínimo compartido para los proyectos de demostración se incrementa a 50 % y en el caso de investigación al 20 %. Los fondos obligatorios autorizados con la FCEA-2008 alcanzan los \$20 millones para el año fiscal 2009, \$28 millones para el año fiscal 2010, \$30 millones para 2011 y \$40 millones para 2012. Los fondos discrecionales pueden llegar a \$35 millones para cada año fiscal entre 2009 y 2012.⁵⁸²

-El Programa de Biomasa forestal para la Bioenergía

Otras de las nuevas inclusiones de la FCEA-2008 es el Programa Forestal para la Bioenergía, establecido en la sección 9012 del título IX. La Secretaría, actuando a través del Servicio Forestal, debe conducir un programa de investigación y desarrollo en régimen de competencia, con el fin de promover el uso de la biomasa forestal para la producción de bioenergía. Asimismo se establece que la I+D+I deberá priorizar los proyectos relacionados con:

- El desarrollo de la tecnología y las técnicas para el uso de biomasa forestal subvalorada, tales como subproductos de los tratamientos de sanidad forestal y la reducción de combustibles peligrosos para la producción de energía,
- El desarrollo de procesos que integren la producción de energía de los bosques forestales en las biorrefinerías u otras líneas de producción existentes,
- El desarrollar nuevos carburantes para el transporte de biomasa forestal, y
- La Mejora del crecimiento y el rendimiento de los árboles utilizados para la producción de energías renovables.⁵⁸³

-Ayudas al Estudio de la Infraestructura de Biocarburantes

⁵⁸¹ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁵⁸² Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁵⁸³ La FCEA-2008 autoriza las asignaciones para el programa de \$15 millones de dólares anuales para los años fiscales comprendidos entre 2009 y 2012. Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

La logística de la cadena de valor de los biocarburantes ha tenido una serie de problemas, que incrementan los costes de expansión del suministro. Estos problemas han estado vinculados principalmente con la calidad de las infraestructuras de transporte y almacenamiento de biocarburantes, por lo que también son objeto de ayudas al I+D+I. La sección 9002 establece que las Secretarías de Agricultura, de Energía, de Transportes y la EPA, deberán conducir de manera conjunta estudios que incluyan una evaluación de la infraestructura necesaria para la expansión de la producción doméstica, transporte y distribución de biocarburantes, dadas las actuales y futuras tendencias del mercado, recomendaciones para las necesidades de infraestructuras y de los enfoques de desarrollo, teniendo en consideración los costes y otros factores asociados, principalmente a las tendencias actuales y futuras de los biocarburantes hasta 2025, las necesidades de recursos hídricos, incluyendo las de las biorrefinerías, las disponibilidad presente y futura de materias primas, las necesidades de transporte y almacenamiento para la biomasa y biocarburantes, los modos de transporte y suministro de biocarburantes (ferrocarril, camión, barcaza o tuberías) y los costos de infraestructura asociados.⁵⁸⁴

-Programas de Subvenciones a la I+D+I en Bioenergía: *“the Sun Grant Program”*

Incorporada posteriormente a la promulgación de la FSRIA-2002, mediante la *“Sun Grant Research Initiative Act”* de 2003, el *“Sun Grant Program”*, subvenciona 5 centros de investigación *Sun-Grant* basados en las *“land-grant universities”*.⁵⁸⁵ Cada uno de estos centros de investigación cubre una región de EEUU. Estos centros recibirán subvenciones por su colaboración y la coordinación con el USDA y el DOE para el desarrollo, distribución e implementación de tecnologías de base biológica. Las subvenciones se otorgaron en régimen competitivo para las *“land-grant universities”* en cada región.⁵⁸⁶

Posteriormente, en la sección 7526 de la parte III referida a las nuevas subvenciones y programas de investigación de la FCEA-2008, se reautoriza el Programa de Subvenciones, y se otorgan ayudas federales a los *“Sun-centers”* para expandir la seguridad energética mediante el desarrollo, distribución e implementación de tecnologías energéticas de base biológica, promover la diversificación y las sostenibilidad ambiental en la producción agrícola en EEUU, mediante tecnologías de energía y productos de base biológica, promover la diversificación energética en las áreas rurales de EEUU, y expandir la eficiencia en los programas de I+D+I en bioenergía y en biomasa a través de la colaboración entre el USDA el DOE y las universidades y *“land-grant Colleges”*.

La ley ha autorizado asignaciones de \$25 millones para el año fiscal 2005, \$50 millones para el 2006, y \$75 millones para cada uno de los años fiscales comprendidos entre 2007 y 2010. Asimismo, los fondos discrecionales se establecieron en \$375 millones para los años fiscales comprendidos entre

⁵⁸⁴ Los fondos obligatorios para el Programa ascienden a \$1 millón para el año fiscal 2008 y \$2 millones asignados anualmente para los años fiscales comprendidos entre 2009 y 2012. Las asignaciones discrecionales ascienden a \$2 millones anuales para los periodos fiscales comprendidos entre 2009 y 2012. Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

⁵⁸⁵ Centro del Norte Central, en la Universidad del Estado de Dakota; Centro del Sureste, en la Universidad de Tennessee en Knoxville; el Centro del Centro-Sur en la Universidad Estatal de Oklahoma; Centro del Oeste en la Universidad de Oregon y el Centro del Noreste en la Universidad de Cornell. La norma del 2008 establece 6 *sun-centers* para el programa de subvenciones, al incluir El Centro de investigación del Oeste Insular del Pacífico a la Universidad de Hawai. Ver: *USC Title 7-sec-8109*.

⁵⁸⁶ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

2005 y 2010. Asimismo la FCEA-2008 ha autorizado las asignaciones para llevar a cabo los objetivos del programa, en \$ 75 millones para cada año fiscal, desde 2008 a 2012.⁵⁸⁷

-Ayudas federales a los proyectos de investigación avanzada en energía

La Agencia para los Proyectos de Investigación Avanzada en Energía (ARPA-E) perteneciente al Departamento de energía de -DOE es la entidad encargada de financiar los proyectos de transformación tecnológica en el sector de la energía.⁵⁸⁸ Para el financiamiento de los proyectos de investigación avanzada en energía, estos deben estar dirigidos a alguno de los siguientes objetivos de política energética:

- Reducir la dependencia generada por las importaciones del sector energético.
- Reducir las emisiones generadas en EEUU (incluyendo las emisiones de GEI).
- Mejorar la eficiencia energética en todos los sectores de la economía.
- Asegurar el liderazgo de EEUU en el desarrollo y la implementación de tecnologías energéticas avanzadas.

El ARPA-E se enfoca en varios conceptos sobre los que se desarrollan múltiples áreas de investigación. Los principales son el desarrollo de energía a partir de biomasa, el desarrollo de las tecnologías vehiculares o de las tecnologías de almacenamiento de energía.⁵⁸⁹

El Programa ARPA-E fue originalmente creado en 2007 por la “*America Competes Act*” en el marco de competencias del DOE. Sin embargo en la ley del 2007 no fue prevista la financiación de programa. Posteriormente, en 2009 el programa obtuvo financiamiento por \$400 millones a través de las provisiones y ayudas establecidas para la eficiencia energética y energía renovables del Título IV de la ley “*American Recovery and Reinvestment Act*” del 2009.⁵⁹⁰ Con la promulgación en 2010 de la “*American Competes Reauthorization Act*” el ARPA-E sería reestructurada e incorporaría dentro de sus objetivos la aceleración de la transformación y los avances tecnológicos en áreas que la industria por sí misma, probablemente no podría superar los riesgos de inversión, principalmente por las incertidumbres tecnológicas y financieras. En este sentido el ARPA-E se encarga de financiar proyectos de investigación alto riesgo que de otro modo no podrían ser llevados a cabo.⁵⁹¹

Programa de ayudas para la investigación en Biomasa del DOE

⁵⁸⁷ Un “*land-Grant College*” es una Institución de educación superior de EEUU designada para recibir fondos para la educación agrícola y técnica. Estas instituciones en general conforman una red de universidades públicas y algunas privadas, como por ejemplo la *Cornell University* o el MIT, entre otras prestigiosas instituciones educativas.

⁵⁸⁸ Ver: *Public Law 110-69: America Competes Act of 2007*.

⁵⁸⁹ Por ejemplo, en el caso del desarrollo de biocarburantes el programa PETRO tiene como objetivo la optimización de los procesos bioquímicos de captura y conversión de la energía, con el fin de permitir que los cultivos energéticos produzcan mayor cantidad de energía por acre usando procesos menos complejos y largos. Otros proyectos como AGRIVIDA basados en la Ingeniería de enzimas para cultivos energéticos, buscan reducir el coste de las enzimas necesarias para romper las moléculas de las plantas en azúcares fermentables y obtener el biocarburante; o en el caso de *ARCADIA BIOSCIENCES*, el objetivo es desarrollar plantas que produzcan aceite vegetal en sus hojas y tallos. Ver: (US DOE, 2012).

⁵⁹⁰ Ver: *Public Law 111-5: American Recovery and Reinvestment Act of 2009*.

⁵⁹¹ Ver: *H.R.5116: American Competes Reauthorization Act of 2010*.

Como hemos mencionado líneas arriba, la EISA-2007 incrementa el uso los carburantes para vehículos e incorpora una obligación de 21 billones de galones de carburantes avanzados usados en el transporte para 2022 y 2 billones de galones para 2012 en EEUU. La legislación además requiere que esos biocarburantes alcancen un nivel de reducción de GEI en su ciclo de vida de al menos el 50 % en comparación con el petróleo.

En el marco de estos objetivos, el DOE es el encargado de proveer financiamiento a la investigación fundamental y aplicada, que esté relacionada con la conversión de los recursos de biomasa en biocarburantes. El programa de Investigación, Desarrollo, Demostración y Despliegue se organiza alrededor de 5 líneas técnicas y tres líneas de investigación transversales. Las primeras dos líneas técnicas de investigación son suministro de materias primas y procesos de conversión. Las dos siguientes se enfocan en la demostración y desarrollo de la integración de las biorrefinerías y la infraestructura de distribución. La quinta área técnica se encarga de desarrollar las tecnologías del uso de la biomasa para la producción de electricidad. Los elementos transversales a las líneas técnicas son la sostenibilidad, el análisis de estrategias y la expansión del mercado. Estos elementos transversales se enfocan en las barreras técnicas que impiden la adopción de las tecnologías de biomasa. La organización del Programa busca asignar recursos para la etapa pre-comercial para el desarrollo de la tecnología, así como para la demostración y despliegue comercial de las tecnologías usadas en la cadena de valor del uso de la biomasa para la producción energética.⁵⁹²

-Ayudas a la Investigación en fertilizantes renovables

En la sección 9003 de la FCEA-2008 se establece la obligación de conducir estudios para evaluar el estado de la tecnología relacionada con la producción potencial de fertilizantes obtenidos de fuentes renovables de energía, para su uso en las zonas rurales. La evaluación debe identificar: los desafíos técnicos de la comercialización de la producción rural de nitrógeno y fertilizantes de base fosfórica de renovables, las más importantes tecnologías y procesos para la producción de fertilizantes renovables y su coste-competitividad, así como los potenciales impactos de los fertilizantes renovables en el uso de carburantes de origen fósil y en el medioambiente.⁵⁹³

En la sección 11014 del Título XI de la FCEA-2008, también se establecen ayudas a la I+D+I en fertilizantes renovables, en el Estudio en Operaciones de Bioenergía. El estudio tiene como propósito evaluar el rol del estiércol animal como materia prima para la producción de fertilizantes usados en la producción agrícola y también en la industria de la bioenergía. Asimismo en la sección 7205 del título VII se otorgan subvenciones para la I+D+I en tecnologías y nuevos métodos para el uso de los residuos animales para la fabricación de fertilizantes renovables, digestión de metano, compostaje y otros subproductos útiles.

-Ayudas federales para la financiación de la Investigación en recursos de base biológica para el Transporte

⁵⁹² El fondo del programa en 2010 alcanzó los \$220 millones siendo aproximadamente de \$175 millones para 2011 y 2012. Ver: (US DOE, 2012b).

⁵⁹³ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

El Programa para I+D+I en Transporte Terrestre-STRDD financia actividades para la promoción de la innovación en la infraestructura, servicios y operaciones en el transporte terrestre. De acuerdo con el capítulo 5 del título 23 Código USC, el programa incluye todas las actividades de innovación que conducen al desarrollo y transferencia tecnológica para el uso de recursos de base biológica en el transporte, así como la introducción de nuevas ideas, prácticas enfoques, mecanismos y campos de aplicación, educación y capacitación, comunicaciones, análisis de impacto y soporte técnico, necesarias para su implementación.⁵⁹⁴

Con este fin la Secretaría puede otorgar ayudas directas, firmar contratos y acuerdos de cooperación con entidades privadas y públicas, entre las que se menciona La Academia Nacional de las Ciencias, la Asociación Americana de e Autopistas Estatales y Transporte Oficial, cualquier laboratorio o agencia Federal, cualquier agencia Estatal, cualquier autoridad, asociación, institución con o sin fines de lucro, organización o país, con el fin de desarrollar las actividades de investigación en innovación, transferencia y divulgación tecnológica. Una parte de los fondos de programa-STRDD se encuentra disponible para llevar a cabo investigación en recursos de base biológica de relevancia nacional a través de La Comisión Nacional de Biodiesel.⁵⁹⁵

-Otras ayudas a la I+D+I de ámbito Federal

En la tabla III-15 podemos observar otros tipos de ayudas a la Investigación, desarrollo e implementación establecidas fin de superar las barreras tecnológicas y comerciales por las que atraviesan distintas fases de la cadena de valor de los biocarburantes:

Tabla III – 16: Otras Ayudas a la I+D+I a nivel federal

Leyes	Ayudas I+D+I
EPACT-2005 1511(d); EISA 2007. 223	Ayudas a los estados para la I+D+I en biocarburantes: Se autorizan \$25 millones anuales, para I+D+I e implementación de tecnologías de producción de biocarburantes en Estados con bajas tasas de producción de etanol que se encuentran bajo el programa Federal de gasolina reformulada RFG. Con la EISA-2007 se autorizan \$25 millones anuales para 2008-2010 para R+D y aplicación comercial de la producción de biocarburantes en estados con bajas tasas de producción de etanol y etanol de celulosa, (en la práctica aplica a todos los estados) Los fondos autorizados se podrán dar adicionalmente a las cantidades establecidas en la ley actual.
EPACT-2005 932; EISA-2007 224	Investigación para eficiencia en las biorrefinerías y biomasa: La Secretaría de Energía debe realizar investigación en la aplicación comercial de la biomasa y la bioenergía. Las enmiendas de la EISA incluyen ayudas a la investigación en eficiencia de las biorrefinerías, así como ayudas para la transformación tecnológica de plantas de conversión de primera generación (de granos de maíz), en plantas para la conversión de materiales de celulosa.
EISA-2007 225	Estudio de optimización de FFVs para uso de E85: La secretaria de energía está encargada de realizar un estudio de optimización para determinar si los vehículos de consumo flexible de carburantes FFVs que operan con E85 pueden incrementar la economía del carburante. Actualmente los FFVs están optimizados para operar con gasolina, dado que el consumo en el mercado tiende a que sea su principal carburante
EISA-2007 226	Estudio de durabilidad y performance del biodiesel: La secretaria de energía en consulta con la EPA, está encargada del estudio de los efectos de varias mezclas de biodiesel con diésel en la performance de los motores y la duración.
EISA-2007 228	I+D+I en algas para producción de biocarburantes: De acuerdo con la EISA, la secretaria de energía se encarga de reportar al congreso sobre el progreso en el desarrollo del uso de algas como materias primas para la producción de biocarburantes. Sección 228
EISA-2007 222	Centro de transferencia tecnológica: De acuerdo con la EISA la Secretaría de energía es la encargada de establecer un centro de transferencia tecnológica para proveer de información técnica acerca de los biocarburantes y las biorrefinerías
EISA-2007 230	I+D+I en etanol de celulosa e investigación en biocarburantes: Se autoriza a la Secretaría de Energía conceder ayudas para I+D+I a 10 instituciones de los "Land-grant colleges", "Historically Black Colleges" o Universidades, instituciones tribales de servicios o Instituciones Hispánicas de servicios, para la investigación en energías renovables y biocarburantes. Se

⁵⁹⁴ Ver: 23 US Code 502.

⁵⁹⁵ Ver: (US DOE, 2012c).

	autorizaron \$50 millones para el año fiscal 2008.
EPACT-2005 931; EISA-2007 231	Ayudas para I+D+I en bioenergía: EL DOE está encargado de conducir R&D en biomasa, bioenergía y productos biológicos. Un total de \$525 millones es autorizado para 2008-2009. PL 109-58. La EISA-2007 enmienda la EPACT-2005 y autoriza un total de \$1.2 billones para 2008-2010 para R&D en biomasa, bioenergía y productos biológicos.
EISA-2007 232(b)	Ayudas para el Estudio de las emisiones de LCA de los biocarburantes: La secretaría de energía está encargada de establecer un programa de estudio para la evaluación de las emisiones de GEI por el consumo LCA de los biocarburantes.
EPACT-2005 977; EISA-2007 232-233	I+D+I en Bioenergía y medioambiente: De acuerdo con EPAC-2005, EL DOE está encargado de establecer un programa de I+D+I en sistemas biológicos microbianos y vegetales, biológica computacional. Con la EISA-2007 el programa se expande para incluir los efectos medioambientales, el potencial de la reducción de emisiones de GEI, el potencial para la agricultura sostenible y la bioenergía. Requiere el establecimiento de al menos 7 centros de Investigación que se enfoquen en bioenergía incluidos dentro del programa
BRDA-2008 9008; EISA 2007 232(c)	Ayudas para I+D+I para la proyectos de demostración y uso a pequeña escala de biocarburantes: La <i>"Biomass Research and Development Act of 2000-BRDA"</i> (reautorizada por la <i>"Farm Bill" de 2008</i>), provee fondos en régimen de competencia, para I+D+I y proyectos de demostración en biocarburantes y productos y químicos de base biológica, los que serán administrados conjuntamente por el USDA y el SEC 9008. La EISA enmienda la BRDA del 2000 para que sea la secretaría de agricultura la que establezca un programa de I+D+I para facilitar la producción a pequeña escala, así como el uso agrícola de biocarburantes.
EISA 2007 234	I+D+I en energías renovables en Instituciones de educación superior: La secretaría de energía se encarga de establecer un programa de ayudas en régimen competitivo para instituciones de educación superior, con el fin de realizar I+D+I en tecnologías de desarrollo de energías renovables. Cada ayuda no puede exceder de \$2 millones de euros. Un total de \$25 millones están autorizados para el programa. sección 234
EISA 2007 242	Estudio de los dispensadores de energías renovables: La Secretaría de energía es la encargada de realizar un reporte para el Congreso, sobre la penetración en el mercado de los vehículos FFVs, así como sobre la viabilidad de exigir a los minoristas la instalación de infraestructura para E85.
EISA 2007 243	Estudios de viabilidad de transporte por ductos del etanol: Se requiere que la Secretaría de energía en consulta con la Secretaría de transporte, realicen un reporte para estudiar la viabilidad de la construcción de ductos especiales para etanol. Se autoriza \$1 millón para 2008 y 2009.
EISA 2007 245	Estudio de transporte de biocarburantes por trenes y otros medios: Las Secretarías de energía y transporte están encargadas de realizar un estudio de sobre la adecuación del transporte por trenes y otros modos de transporte de los carburantes renovables producidos a nivel nacional.
EISA 2007 248	I+D+I en estudio de la infraestructura de distribución de biocarburantes y carburantes avanzados: La secretaría de energía está encargada de la conducción de un programa de I+D+I sobre los efectos de los biocarburantes en los existentes sistemas de transporte y distribución de carburantes.

Fuente: Elaboración propia a partir de distintas leyes Federales de EEUU.

III.2.3.2.2. Principales ayudas federales vinculadas a la producción de biocarburantes avanzados, materias primas, infraestructura y para el desarrollo de otros productos de base biológica

Los incentivos económicos a la producción de biocarburantes pueden darse de manera específica mediante el otorgamiento de pagos directos por la producción de algún tipo de biocarburantes, como en el caso de los pagos para la producción de etanol de celulosa o a los coproductos de ésta u otras materias primas renovables. Asimismo, se otorgan subvenciones en el marco de programas de ayudas a proyectos de energías renovables, a proyectos de producción de productos de valor añadido, o de innovación en el uso de productos agrícolas, cuyo ámbito de aplicación en la producción de energías renovables es más general.

Las ayudas federales a la producción se encuentran enfocadas en los biocarburantes avanzados y dentro de estos el etanol de celulosa. Aunque la producción de etanol de granos de maíz representa actualmente la mayor proporción de la producción de biocarburantes en EEUU, la nueva regulación pretende limitar su expansión, enfocando los incentivos en los biocarburantes avanzados o de segunda generación. Si bien anteriormente los pagos a la producción de biocarburantes también fueron establecidos para incentivar la producción de etanol obtenido de maíz, con la reforma introducida por la *"Farm Bill"* del 2008, el etanol de maíz quedó excluido de las ayudas directas

obtenidas de los fondos de la *“Commodity Credit Corporation-CCC*, que fueron destinadas para la producción de carburantes avanzados.

Como hemos observado al analizar la regulación, las ayudas a la producción también se destinan a la implementación y readaptación de la biorrefinerías para la producción de biocarburantes y productos avanzados de base biológica. La promoción mediante ayudas directas o garantías de préstamo se dirigen a incrementar la producción comercial mediante el desarrollo comercial de las nuevas rutas tecnológicas de producción de carburantes avanzados. Asimismo, las ayudas en forma de garantías de préstamos y subvenciones, también promueven el desarrollo de la infraestructura de producción y suministro de biocarburantes, como bombas de mezclas y abastecimiento de biocarburantes; así como para la adopción de sistemas renovables de energía.

La regulación de las ayudas a la producción de biocarburantes también favorecen a los productores de materias primas. Así, podemos observar que existen programas específicos para dotar de asistencia financiera y otras clases de ayudas para el cultivo y el suministro de materia primas necesarias para la producción de etanol de celulosa y otros biocarburantes que de acuerdo con la legislación, son considerados como avanzados, como es el caso del etanol de caña de azúcar. La biomasa renovable que cumple con los requerimientos para su conversión en bioenergía es fomentada mediante las ayudas a la producción de materias primas, asistencia económica a los agricultores y a los propietarios de tierras forestales, con el fin de reducir los costes de producción en las distintas sub-etapas de la cadena logística de suministro de biomasa para la conversión en biocarburantes, así como ayudas para cubrir los costes de las semillas, para la cosecha, la recolección y el transporte a las biorrefinerías .

Los programas de ayudas se enfocan significativamente en el desarrollo de energías y productos de carácter renovable en el ámbito rural, para los productores agrícolas y los pequeños negocios relacionados con la agricultura. Además de la independencia energética de las importaciones de petróleo y la reducción de emisiones, las ayudas a la producción en el ámbito rural buscan diversificar la producción agrícola y forestal, incentivar el desarrollo de las economías rurales y general empleo. Entre los principales tipos de ayudas de esta naturaleza hemos observado las siguientes:

-Programa de bioenergía para Biocarburantes avanzados Título IX sección 9005

En agosto de 1999 el presidente Clinton firmó la orden ejecutiva 13134 titulada *“Developing and Promoting Biobased Products and Bioenergy”*. La Orden esboza los medios de la administración federal para alcanzar el objetivo de triplicar el uso de los productos de base biológica y la bioenergía para el 2010. La Orden establece que será necesario que EEUU fomente el desarrollo de una estrategia nacional comprensiva que incluya, la investigación, el desarrollo y el otorgamiento de los incentivos necesarios al sector privado para estimular la creación y la pronta adopción de tecnologías necesarias para fabricar productos de base biológica y bioenergía, a costes competitivos en los mercados nacionales e internacionales. El programa para la bioenergía proveía incentivos en

la forma de pagos a los productores de biocarburantes, basados en los incrementos anuales de la cantidad de biocarburantes producida por estos.⁵⁹⁶

Posteriormente, en la sección 9010 de la FSRI-2002 se decide la continuación del Programa de Bioenergía establecido en la parte 1424 del Título 7 de las Regulaciones relativas al departamento de Agricultura incorporadas en Código Federal. De acuerdo con la modificatoria, la Secretaría realizará unos pagos a los productores elegibles para promover el incremento de las materias primas “elegibles” con el propósito de expandir e impulsar nuevas capacidades de producción de bioenergía. Entre estas materias primas se incluía el maíz.⁵⁹⁷

En general bajo el programa de Bioenergía del 2002, la secretaría se encargó de realizar pagos a los productores elegibles, basándose en la cantidad de bioenergía producida en un determinado año fiscal, que excediera la cantidad de producción del año precedente. Las ratios de los pagos eran establecidas de las siguientes maneras:

- Para los productores elegibles que produzcan menos de 65 millones de galones de bioenergía, podían ser reembolsados con el pago de una unidad de materia prima por cada 2,5 unidades de las materias primas elegibles para incrementar la producción.
- Para los productores de 65 o más millones de galones, el reembolso equivalía al pago de una unidad de materia prima por cada 3,5 unidades de materias primas elegibles para incrementar la producción. La secretaría además podía establecer pagos cuatrimestrales para los productores elegibles, durante cada año fiscal.

Como podemos observar el almidón de granos de maíz forma parte de las materias primas elegibles en el programa del 2002, por lo que el etanol obtenido de granos de maíz podía beneficiarse también de este programa. Esta situación cambiaría significativamente con la entrada de la nueva FCEA-2008, enfocada más en los biocarburantes avanzados y en materias primas distintas a los granos de maíz.

-El programa para la bioenergía con la FCEA-2008

A diferencia de su predecesor, el Programa de Bioenergía para Carburantes Avanzados de la FCEA-2008 fue establecido para promover y expandir la producción de biocarburantes avanzados, también llamados de segunda generación, en un contexto de preocupaciones sobre los efectos colaterales de la expansión de la producción de etanol de granos de maíz. El programa provee de pagos a los productores elegibles para apoyar y asegurar la expansión de la producción de biocarburantes. Para recibir los pagos, los productores elegibles firmarían un contrato con la Secretaría del Tesoro, para la producción de biocarburantes avanzados, debiendo remitir la documentación necesaria para comprobar la producción de los biocarburantes. Los pagos se realizarán de acuerdo con la cantidad y duración de la producción del productor elegible para un biocarburante avanzado, el contenido

⁵⁹⁶ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁵⁹⁷ En este marco legal el término bioenergía significa biodiesel y etanol de grado carburante. Asimismo el término materias primas elegibles, significa: Trigo, maíz, grano de sorgo, cebada, avena, arroz, soja, semilla de girasol, semilla de colza, canola, cártamo, linaza, mostaza, crambe, semillas de sésamo y semillas de algodón; materias primas de celulosa (álamo híbrido y *switchgrass*); grasas, aceites, y cebos, incluidas grasas, aceites y cebos reciclados o cualquier coproducto animal que pueda ser usado para producir bioenergía que sea determinado así por la Secretaría. Ver: *Public Law 110-246, Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

energético neto no-renovable del biocombustible avanzado, y otros factores apropiados determinados por la Secretaría.⁵⁹⁸

Asimismo la ley establece un criterio de distribución equitativa de los pagos, indicando que la secretaria puede limitar la cantidad de pagos que pueden ser recibidos por un productor individual elegible, con el fin de distribuir la cantidad total de fondos disponibles de una manera equitativa. De los fondos de la “*Commodity Credit Corporation-CCC*”, la Secretaría debía seguir el siguiente calendario para usar los fondos asignados de forma obligatoria:

- \$55 millones para el año fiscal 2009,
- \$55 millones para el año fiscal 2010,
- \$85 millones para el año fiscal 2011, y
- \$105 millones para el año fiscal 2012.

En relación con los fondos discrecionales o cualquier otro fondo para llevar a cabo el programa de Bioenergía para Combustibles Avanzados, la ley autoriza asignaciones de \$ 25 millones para cada año fiscal desde 2009 hasta 2012. Finalmente se establece que no más de 5 % de los fondos pueden ir a instalaciones con una capacidad de refino total mayor de los 150 millones de galones por año.

-Programa de Asistencia para las Biorrefinerías (BAP)

Como hemos mencionado líneas arriba el concepto de biorrefinería adquiere una notable trascendencia en el marco de las políticas de ayuda al sector de los biocombustibles. El Programa de Asistencia a las Biorrefinerías provee garantías de préstamos para el desarrollo, construcción y adaptación a escala comercial de las biorrefinerías que producen biocombustibles avanzados. Las subvenciones para la escala de demostración de las biorrefinerías están también disponibles. El programa de asistencia a las biorrefinerías fue establecido para asistir en el desarrollo de nuevas y emergentes tecnologías, para el desarrollo de biocombustibles avanzados y con el fin de incrementar la independencia energética de EEUU, promover la conservación de los recursos, la salud pública y del medioambiente, diversificar los mercados para los productos agrícolas y forestales, así como para los residuos agrícolas, y crear puestos de trabajo y extender el desarrollo económico en el área rural de EEUU.⁵⁹⁹

Con estos objetivos, la Secretaría de Agricultura pone a disposición de las entidades elegibles, ayudas directas y garantías de préstamo, para promover la construcción o adaptación de las biorrefinerías que están en escala de demostración comercial, para demostrar la viabilidad de los procesos de conversión de biomasa renovable en biocombustibles avanzados. Las tecnologías elegibles para las ayudas pueden ser:

- Una tecnología que esté siendo adoptada en una operación de escala comercial viable de una biorrefinería que produce combustibles avanzados,

⁵⁹⁸ Ver: *Public Law 110-246, Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁵⁹⁹ Ver: (USDA, 2012).

- Una tecnología que ha demostrado tener potencial técnico y económico para la aplicación comercial en una biorrefinería que produce carburantes avanzados.

Los biocarburantes avanzados objeto de las ayudas federales son definidos como aquellos carburantes derivados de biomasa renovable distinta del almidón de grano de maíz. Los postulantes a las garantías de préstamos, incluyen, individuos, Estados, gobiernos locales, cooperativas de agricultores, laboratorios nacionales, instituciones de educación superior, y cooperativas rurales de electricidad, entre otros potenciales beneficiarios. La garantía de préstamo máxima prevista es de \$250 millones y la máxima concesión de la financiación es del 50 % del costo del proyecto.⁶⁰⁰

-Programa para la Asistencia a los Cultivos de Biomasa

Otro tipo de programa de ayudas federales a la producción de materias primas es el Programa de Asistencia a los Cultivos de Biomasa. En la sección 9011 de la “*Farm Bill*” del 2008 se establece el Programa para la Asistencia a los Cultivos de Biomasa-BCAP. La Secretaría deberá en el marco de este programa:

- Ayudar al establecimiento y la producción de cultivos elegibles (de biomasa renovable que no reciban pagos bajo el título I y que no sean plantas invasivas o nocivas) para su conversión en bioenergía en áreas del proyecto del BCAP, y
- Asistir a los agricultores, a los propietarios de tierras forestales y operadores con la cosecha, recolección, almacenamiento y transporte de material para su uso en las instalaciones de conversión de biomasa.⁶⁰¹

Los productores comprometidos con la producción de biomasa o las instalaciones de conversión de biomasa para la producción de biocarburantes y otras formas de bioenergía, podrían celebrar contratos, a través de los cuales pueden recibir asistencia financiera en el marco de algún proyecto del BCAP. La asistencia financiera estará enfocada en reducir los costes relacionados con el establecimiento de cultivos, así como de pagos para la producción de biomasa. Los contratos tendrán una duración de 5 años para los cultivos anuales y perennes, y de 15 años cuando se trate biomasa leñosa. Los productores deben estar a una distancia cercana de las instalaciones de conversión de biomasa y adherirse a los requerimientos de conservación de los recursos.⁶⁰²

Los pagos son establecidos anualmente y se realizan directamente a los productores, llegando a cubrir hasta el 75 % del costo de establecimiento de un cultivo perenne elegible cubierto por el contrato, incluyendo el costo de las semillas y del stock de los cultivos perennes, el costo de plantación de los cultivos perennes, y el costo de pre-tratamiento y plantación de árboles en el caso de bosques privados no-industriales. Los costos compartidos cubren los costos logísticos de la

⁶⁰⁰ Los subsidios pueden alcanzar hasta el 30 % de los costos totales de los proyectos, mientras que las garantías de préstamos se encuentran limitadas a \$250 millones de o 80 % de los costos del proyecto. Los fondos obligatorios son usados como parte de las garantías de préstamos del BAP, mientras que las asignaciones discrecionales son usadas como ayudas directas. Los fondos obligatorios de \$75 y \$245 millones en los años fiscales 2009 y 2010 fueron autorizados para garantías de préstamos. Los fondos discrecionales de \$150 millones fueron autorizados para ayudas directas entre 2009 y 2012. Ver: *US CODE-Sec-8103*.

⁶⁰¹ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

⁶⁰² Ver: *Public Law 110-246: “Food, Conservation, and Energy Act of 2008” sec-9011*.

producción desde la siembra de los cultivos elegibles, hasta el transporte a las instalaciones de conversión de biomasa. Los fondos obligatorios para llevar a cabo el programa son detraídos del CCC para cada año fiscal desde 2008 a 2012.⁶⁰³

-Pagos federales para la producción de biocarburantes avanzados

De acuerdo con la sección 9005 de la FCEA-2008, a través del Programa de Bioenergía para Biocarburantes Avanzados, los productores elegibles de biocarburantes avanzados, o carburantes derivados de biomasa renovable, diferente del almidón del grano de maíz, pueden recibir pagos para apoyar la expansión de la producción. Además de los pagos, incentivos económicos adicionales pueden aplicarse para los productores que hayan incrementado su producción de biocarburantes en relación a los años previos de producción.

Para beneficiarse de las ayudas del programa se aplican unas condiciones, "*sine qua non*", tanto para declarar la elegibilidad del productor como del biocarburante avanzado. Una de estas es que un productor de carburantes avanzados sea un individuo, corporación, compañía, fundación, sociedad, asociación, organización laboral, firma, asociación, sociedad, sociedad anónima, grupo de organizaciones o entidades sin ánimo de lucro que produce y vende biocarburantes avanzados. Otra condición es que los biocarburantes avanzados sean biocarburantes producidos de cultivos obtenidos de biomasa renovable, tales como celulosa, azúcar y almidón (distinto al obtenido de grano de maíz), hemicelulosa, lignina, materiales residuales, biogás, biobutanol, carburante equivalente al diésel, caña de azúcar y cultivos no alimentarios, como árboles de álamo o "*switchgrass*".⁶⁰⁴

La Agencia para el Desarrollo Rural establecía la disponibilidad de los pagos para cada año fiscal en un pago por la producción real de algún biocarburante avanzado elegible, así como dos pagos por el incremento de la producción. El primer pago es de base cuatrimestral y está relacionado con la producción de algún biocarburante avanzado elegible. Los otros son pagos anuales; el primero relacionado con el incremento de la producción de la instalaciones elegibles; mientras que el segundo se trata de un pago por el incremento de la producción de algún biocarburante avanzado elegible en el año fiscal previo. Las cantidades de los pagos dependerán de la cantidad y duración de la producción, del contenido energético no-renovable del biocarburante avanzado, teniendo en cuenta la disponibilidad de datos e información relevante, del número de productores que participan en el programa, y de la cantidad de fondos disponibles. No más del 5 % de los fondos estarán disponibles para los productores elegibles que presenten una capacidad anual de refinado de más de 150 millones de galones de biocarburantes avanzados.⁶⁰⁵

-Ayudas federales a los productos de valor añadido-VAPG

Las subvenciones para la producción de valor añadido se encuentran disponibles para apoyar la expansión hacia actividades de mayor valor añadido de los productores agrícolas independientes, las que incluyen proyectos de innovación en el uso de los productos agrícolas, tales como la producción

⁶⁰³ Ver: *Public Law 110-246: "Food, Conservation, and Energy Act of 2008", sec-9011.*

⁶⁰⁴ Ver: (USDA, 2012).

⁶⁰⁵ Ver: (USDA, 2012).

de biocarburantes. Los postulantes a las subvenciones elegibles incluyen a los productores independientes, agricultores o cooperativas de rancheros, grupos de productores agrícolas y proyectos empresariales controlados por el productor. Los participantes pueden solicitar tanto un subsidio de planificación, como una subvención para el coste factor trabajo, pero no ambos. Las subvenciones son otorgadas a proyectos que sean económicamente viables y sostenibles.⁶⁰⁶

-Pagos federales para la Producción de Etanol de Celulosa

De acuerdo con la EPAct-2005, la Secretaría del Tesoro de EEUU, en consulta con la Secretaría de Agricultura, la Secretaría de Defensa y la EPA deberá establecer un programa de incentivos para la producción de biocarburantes de celulosa. Los incentivos serán otorgados en la forma de pagos por cada galón de etanol de celulosa producido por las entidades elegibles, hasta el inicio de la primera subasta inversa y mediante subastas inversas de ahí en adelante. La primera subasta inversa tendrá lugar después del primer año en el que la producción de etanol de celulosa de EEUU alcance los 100 millones de galones, o no más de tres años después de la promulgación de la ley. La entidad elegible será seleccionada por la Secretaría mediante una subasta Inversa y percibirá la cantidad del incentivo de acuerdo al desempeño requerido en la subasta por cada galón producido y vendido por la entidad, durante los primeros 6 años de funcionamiento.⁶⁰⁷

-Pagos y reembolsos federales para la producción y suministro de materia prima necesaria para la producción de carburantes avanzados

El Programa de Asistencia a los Cultivos de Biomasa-BCAP provee de asistencia financiera a los propietarios de tierras y operadores que cultiven, produzcan y suministren materias primas a las instalaciones de producción de biocarburantes avanzados, consistentes en cultivos de biomasa. Los productores de materias primas cualificadas son elegibles para un reembolso de hasta el 75 % del costo de producir cultivos de biomasa, así como para pagos anuales por un periodo de hasta 5 años para los cultivos herbáceos y hasta de 15 años en el caso de cultivos madereros.

Los valores de los pagos anuales son determinados por el valor del cultivo, pudiendo los productores recibir hasta el 99 % del valor en el caso de que la biomasa sea cosechada para producir biocarburantes de celulosa que cumplan el estándar del programa RFS de la EPA, hasta el 90 % si la materia prima sea cosechada para producir otros carburantes avanzados, y 75 % si es utilizada para calor, electricidad o productos de base biológica. Adicionalmente, el programa BCAP provee a los productores cualificados de cultivos de biomasa, pagos equivalentes a los gastos para la cosecha, de recolección, de acopio y de transporte, de los cultivos para las instalaciones de producción de biocarburantes avanzados por un periodo de hasta 2 años. Los pagos equivalentes son de la

⁶⁰⁶ Ver: 7 US Code 1632a.

⁶⁰⁷ Los fondos autorizados alcanzan \$1000 millones de dólares para todos los años Fiscales y no más de \$100 millones deben ser pagados para cada año fiscal. El procedimiento de subastas se llevará a cabo desde el inicio de la primera subasta hasta los primeros días del año en que la producción e EEUU alcance los 1000 millones de galones de etanol de celulosa o en su defecto, se llegue al año 2015. Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005*.

proporción de \$1 por cada \$1 pagado una instalación de producción de biocarburantes avanzados, por tonelada de seca de materia prima, con un límite de hasta \$ 45 por tonelada seca.⁶⁰⁸

-Garantía de préstamos y ayudas para la Infraestructura de biocarburantes

El Programa de Energía Rural para América-REAP de la USDA, provee marco general de préstamos garantizados y ayudas a los productores agrícolas y los pequeños agricultores rurales para la adquisición, instalación y construcción de sistemas de energías renovables; para las mejoras de la eficiencia energética en los edificios no residenciales y las instalaciones; para el uso de tecnologías de energías renovables que reduzcan el consumo de energía, así como para la participación en auditorías energéticas, asistencia para el desarrollo de energías renovables y para realizar estudios de factibilidad de los proyectos. El REAP está compuesto de los siguientes subprogramas: el programa de garantías de préstamos y ayudas para los Sistemas de Energías Renovables y mejoras de eficiencia energética, el programa de ayudas para la asistencia en el desarrollo de energías renovables y auditorías energéticas, y el programa de ayudas a los estudios de factibilidad.

El REAP busca incentivar las oportunidades para el desarrollo económico del negocio rural al apoyar los proyectos en desarrollo de energías renovables y eficiencia energética vía garantía de préstamos y subvenciones. El programa provee asistencia a los postulantes cualificados para el financiamiento proyectos en biomasa renovable (biocarburantes como biodiesel, etanol; energía térmica o eléctrica obtenida de biomasa), digestores anaeróbicos. Los sistemas de energías renovables de biomasa incluyen bombas flexibles de carburantes, o bombas de mezclado, que puedan dispensar mezclas de etanol. La garantía máxima de los préstamos es de \$25 millones y las subvenciones máximas financian el 25 % del costo de los proyectos. Al menos 20 % de los fondos de los fondos de los subsidios otorgados deben de ser para subvenciones de \$20,000 o menos.⁶⁰⁹

Asimismo, las garantías de préstamos y subvenciones se encuentran limitadas a los productores agrícolas y pequeños negocios rurales. Un productor agrícola puede ser un individuo o entidad privada dedicada directamente a la producción de productos agrícolas como cultivos, ganado, productos forestales, cultivos hidropónicos, guardería o acuicultura, o que el 50 % o más de sus ingresos brutos provengan de alguna de estas actividades. Una entidad privada es considerada como un pequeño negocio de acuerdo con los estándares establecidos por la Administración para los pequeños negocios. Los prestamistas también deben ser elegibles por el programa. Estos incluyen por lo general los Bancos Comerciales Federales y Estatales, El Sistema de Bancos de Crédito Agrícola y las asociaciones de ahorro y créditos.⁶¹⁰

-Garantías de préstamos para el etanol y los coproductos comerciales de celulosa, residuos municipales y caña de Azúcar

⁶⁰⁸Ver: (USDA-FSA, 2012).

⁶⁰⁹ También para el desarrollo de energía geotérmica para generación de electricidad y para el uso directo, energía mini-hidráulica, hidrógeno, energía eólica pequeña y grande, solar, oceánica; así como para proyectos de eficiencia energética. Ver: (USDA, 2012).

⁶¹⁰ Ver: (USDA, 2012).

De acuerdo con la sección 1510 de la EAct-2005, la Secretaría del Tesoro se encargaría de establecer un programa con el fin de garantizar préstamos a las instituciones privadas para la construcción de instalaciones para el procesamiento y conversión de residuos municipales y biomasa de celulosa en etanol carburante y otros coproductos municipales. De acuerdo con la sección 1511, los fondos deben ser provistos para cubrir el costo de las garantías de los préstamos para llevar a cabo proyectos de demostración comercial para biomasa de celulosa y etanol derivado de sacarosa. Las garantías se deben emitir para la demostración comercial de no más de cuatro proyectos que usen etanol de biomasa celulosa y etanol de sacarosa, así como de un proyecto que use residuos municipales como materia prima. Los proyectos deberán demostrar una capacidad de producción de etanol obtenido de biomasa celulosa de 30 millones de galones por año. Las garantías máximas para los préstamos se establecen hasta por el 80 % del proyecto con un límite monetario de 250 millones por cada proyecto, pudiéndose conceder una garantía adicional para cubrir el 80 % del exceso del costo real sobre el costo estimado del proyecto, con un límite de 15 % de la cantidad original garantizada.⁶¹¹

Asimismo, en la sección 1516 de la EAct-2005 se establece que la Secretaría del Tesoro puede otorgar garantías de préstamos para los proyectos de demostración comercial de la producción de etanol derivado de caña de azúcar, el bagazo de la caña de azúcar, y otros coproductos de la caña de azúcar usados como materias primas. Las garantías de los préstamos no podrán exceder el 80 % del costo estimado con un límite de \$ 50 millones para cada proyecto y hasta un 80 % del exceso del costo real del proyecto, sin que esto exceda el 15 % de la garantía original del préstamo.⁶¹²

-Programa para la Energía Rural en América

El Programa de Sistemas Energéticos Renovables y Eficiencia Energética establecido en la sección 9006 de la FSRI-2002, es el antecedente próximo del Programa para la Energía Rural en América establecido en la sección 9007 del título IX de la FCEA-2008. En el primer caso, La Agencia para el desarrollo Rural del USDA se encargaba de autorizar préstamos directos, garantías de préstamos y subsidios a los agricultores, rancheros, y a los pequeños negocios rurales para la adquisición y la instalación de sistemas de energías renovables, así como para realizar mejoras relacionadas con la eficiencia energética. Los fondos para los subsidios cubrían hasta un 25 % del costo del proyecto, pero la combinación de subsidios y garantías de préstamos alcanzaron hasta el 50 %. Los proyectos elegibles incluían, energías renovables provenientes de biomasa, energía eólica, geotérmica, y solar, así como la obtención de hidrógeno de biomasa y agua. Los fondos provenientes del CCC alcanzaban los \$23 millones para cada año fiscal desde 2003 a 2007.⁶¹³

⁶¹¹ Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

⁶¹² Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

⁶¹³ Otro antecedente del programa del 2008 es el Programa para las Auditorías en Energía para el Desarrollo de Energías Renovables establecido en la sección 9005 de la FSRI-2002. En esta sección de la ley se establecía un programa de subsidios en régimen de competencia para determinadas entidades elegibles que provean auditorías energéticas y asistencia técnica y recomendaciones a los productores agrícolas, rancheros y a los pequeños negocios rurales, con el fin de mejorar los niveles de eficiencia energética de sus actividades, así como para promover el uso de fuentes y tecnologías energéticas renovables. Los fondos se aplicaban de forma compartida, debiendo los beneficiarios elegibles pagar al menos el 25 % del costo de las auditorías. Ver: *Public Law 107-171: Farm Security and Rural Investment Act of 2002 y 7 USC Sec-8106.*

Con la nueva FCEA-2008, el programa es redefinido como Programa de Energía Rural para América-REAP. El nuevo programa establecido en la sección 9007 se encarga de proveer ayudas a los gobiernos estatales, tribales, y locales, instituciones de educación superior y cooperativas eléctricas o entidades públicas de electricidad; a los pequeños negocios rurales y productores agrícolas; así como cualquier otra entidad determinada por la Secretaría; con el fin de promover el desarrollo de energías renovables, así como para la realización de auditorías energéticas y asistencia técnica a los productores agrícolas y los pequeños negocios rurales.

El REAP brinda asistencia financiera en la forma de:

- Subsidios directos, garantías de préstamos y combinaciones de subsidios directos y garantías de préstamos para el desarrollo y la construcción de sistemas de energías renovables, así como para proyectos de mejoras de la eficiencia energética,
- Subsidios para la realización de auditorías energéticas y para la conducción de asistencia técnica para el desarrollo de energías renovables,
- Subsidios para la conducción de estudios de factibilidad de sistemas renovables de energía.⁶¹⁴

De acuerdo con la sección 8107 el título 7 del Código USC, los sistemas de energías renovables incluyen la bioenergía, (como proyectos de infraestructura de suministro de biocarburantes y bombas flexibles de carburantes alternativos, así como digestores anaeróbicos, energía geotérmica, solar, eólica e hidráulica). Los subsidios pueden cubrir hasta el 25 % de los costes de los proyectos o de la actividad llevada cabo. Las garantías de préstamos pueden llegar hasta \$25 millones y la máxima cantidad combinada de ayudas y garantías de préstamos, no debe exceder el 75 % del costo de la actividad financiada.⁶¹⁵

-Programa de flexibilidad de Materias Primas

La nueva sección 9010 de FCEA-2008 se requiere que el USDA establezca y administre un programa de compra y venta de materias primas consistente en destinar azúcar cruda o refinada o en proceso de refinamiento a la producción de etanol. La secretaria debería comprar y vender las materias primas elegibles a los productores de etanol, de acuerdo con la sección 156 de la ley de Federal de Reforma y mejora de la Agricultura, que establece un calendario de préstamos y préstamos suplementarios a los procesadores de caña de azúcar y remolacha azucarera producida domésticamente.⁶¹⁶

III.2.3.2.3. Ayudas vinculadas a la demanda de biocarburantes y otros carburantes renovables

Aun cuando los biocarburantes hayan sido una de las más importantes opciones para cubrir las necesidades en el ámbito de la energía, así como un instrumento de apoyo a algunos sectores de la agroindustria, la búsqueda de alternativas al petróleo, tanto para limitar la independencia en las

⁶¹⁴ Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁶¹⁵ Los fondos obligatorios del CCC se establecieron en \$55 millones para el año fiscal 2009, en \$60 millones para el año 2010, en \$70 millones para el 2011 y en \$70 millones para el 2012. Las asignaciones de los fondos discretionales fueron establecidas en \$25 millones anuales para el periodo de 2009 a 2012. Ver: *Public Law 110-246: Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

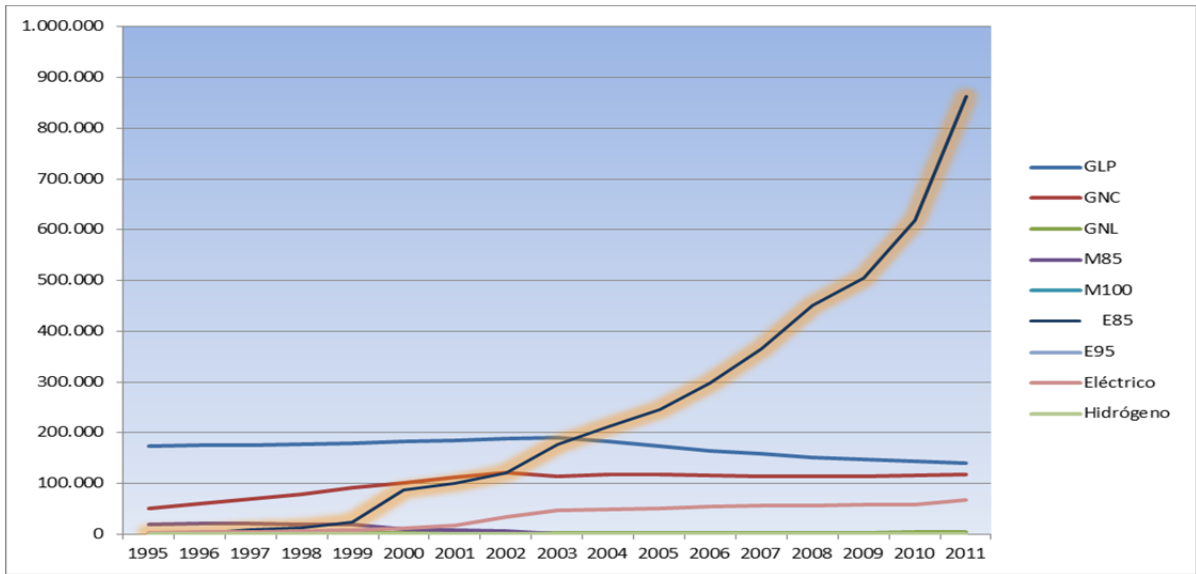
⁶¹⁶ Ver: *Title 7 USC-sec-7242.*

importaciones, como para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, no solo se ha basado en las políticas de promoción de carburantes de origen biológico. Esto significa que la política de diversificación de fuentes de energía para el sector del transporte, parece ir más allá de los biocarburantes, aun cuando estos sigan teniendo un aspecto central en estas políticas. Teniendo en cuenta las potenciales limitaciones de los biocarburantes para cubrir una mayor parte de la demanda de carburantes importados en el transporte rodado, se han impulsado una serie de políticas de promoción de carburantes alternativos con notable potencial para ser usados en el sector del transporte principalmente: la electricidad, el gas natural, el propano (LPG), el etanol el metanol, el biodiesel y el hidrógeno. Algunos de estos son de naturaleza similar a los carburantes fósiles y pueden ser usados en vehículos convencionales, sin o con pequeñas modificaciones en el motor, que como sabemos es la ventaja de los biocarburantes frente a otras alternativas. Sin embargo, muchos de estos carburantes alternativos son significativamente diferentes, por lo que requieren motores y sistemas de operación completamente diferentes y esto significa nuevos costos de adaptación a las nuevas tecnologías. Los costos de sustitución de las flotas convencionales por vehículos de consumo alternativo, incluyen además de los costos de conversión y/o adquisición, aquellos relacionados con el adecuado funcionamiento del sistema y la infraestructura donde operan, así como la expansión de las estaciones de servicio de carburantes alternativos y la seguridad de la logística de distribución y suministro (Yacobucci B. , 2005).

El desempeño, la disponibilidad y el costo de los carburantes alternativos juegan un rol importante en el sector del transporte rodado en EEUU. Cada tipo de Vehículo de Consumo Alternativo, o "AFV" (por sus iniciales en inglés), tiene sus ventajas y sus desventajas. La principal de las desventajas es el coste asociado al precio del carburante, así como de los vehículos AFVs que por lo general son más costosos que los carburantes y vehículos convencionales. Además, mientras los AFVs presentan un mejor desempeño en reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero, su performance en términos de alcance, capacidad de carga, así como la disponibilidad y la infraestructura de abastecimiento de carburantes, es mucho más modesto que en el caso de los vehículos convencionales, lo que es una seria desventaja en el mercado (Yacobucci B. , 2005).

Asimismo, muchos de los programas federales de ayudas al incremento del consumo de biocarburantes están relacionados con el control de la contaminación ambiental. Este tipo de programas establecen diferentes tipos de ayudas para expandir la demanda, ya sea mediante descuentos y subvenciones para fomentar el consumo de biocarburantes alternativos o renovables, biocarburantes avanzados o mezclas carburantes, o mediante la adquisición y promoción de vehículos de consumo de carburantes alternativos, así como subvencionando la conversión de los vehículos convencionales para que operen con carburantes más limpios. Otra forma de subvencionar el consumo es a través del desarrollo de la infraestructura de abastecimiento de carburantes alternativos, la instalación de sistemas de energías renovables y concretamente de estaciones de servicio donde la gente pueda escoger el tipo de carburante que desea consumir, así como mediante la difusión de la información relacionada con las ventajas del uso de los biocarburantes y otros carburantes alternativos.

Tabla III – 17: Evolución de diferentes tecnologías de vehículos alternativos



Fuente: Elaboración propia a partir de US DOE-EIA (2013), "Alternative Fuel vehicle Data"

Las medidas de estímulo alcanzan también la inversión y el uso de tecnologías energéticas alternativas y productos energéticos renovables, el uso de la biomasa renovable para la sustitución del uso de energía fósil en el ámbito rural. Así como el uso comercial de tecnologías avanzadas y de carburantes limpios, entre los que se consideran el etanol y el biodiesel. Las medidas de promoción del consumo promueven los carburantes alternativos que contribuyan con la reducción de la contaminación de la tropósfera. En el caso específico de los biocarburantes, la incidencia de las ayudas al uso buscan expandir la demanda y superar las barreras que impiden un incremento de la utilización, ya se deban a la falta de una adecuada infraestructura que soporte el suministro, como por la falta de información a los consumidores finales. Sin hacer mucho énfasis en los biocarburantes avanzados, este tipo de ayudas se encarga de fomentar el uso final de pequeñas como grandes mezclas de etanol y biodiesel.

Como podemos observar en el gráfico III-17, la diversificación de suministro energético para el transporte rodado no se limita a los biocarburantes, sino que muestra una mayor variedad de tecnologías dispuestas con el fin de reducir el riesgo energético en el transporte. Asimismo podemos observar que los vehículos de consumo alternativo del tipo E85, han crecido significativamente en el mercado. Sin embargo esto no significa que el consumo de E85 se haya incrementado con el aumento en el parque automotriz, ya que el sistema flexible que permite el consumo de gasolina o altas mezclas de etanol no funciona adecuadamente si no hay "altas mezclas de etanol suministradas en el mercado". Así, aun con un gran número de vehículos flex-fuel en el mercado, la mayoría de consumidores de carburantes usan gasolina mezclada al 10 %, siendo esta mezcla la que representa el 98 % del consumo de etanol carburante en EEUU (Stacy, Diegel, & Boundy, 2013).

En este contexto se han venido estableciendo una serie de programas de apoyo para desarrollar el consumo de biocarburantes; así como para la adquisición y fomento del uso de vehículos AFVs. Estos programas incluyen incentivos fiscales para la adquisición de carburantes y vehículos AFVs; incentivos a la producción de estos vehículos para las compañías privadas, además de

requerimientos de uso de carburantes renovables y de adquisición de flotas de vehículos AFVs para la administración (Federal, Estatal y Local), bajo la figura legal de “*Procurement*”.⁶¹⁷

Los tres más importantes estatutos concernientes a los carburantes renovables han sido la “*Alternative Motor Fuel Act-AMFA*” de 1988, la “*Clean Air Act-CAA*” de 1990, y la “*Energy Policy Act-EPAAct*” de 1992. La AMFA de 1988 promovió el uso de vehículos de consumo de etanol y gas-natural en las flotas del gobierno federal. La EPAAct-1992 requería que las agencias federales y estatales, así como las compañías privadas adquieran una cantidad de vehículos capaces de funcionar con carburantes alternativos para sus flotas vehiculares. Además, la norma autorizaba al DOE a establecer requerimientos similares en las flotas públicas y privadas de los gobiernos locales. Asimismo, se otorgaban incentivos para las compras privadas de vehículos AFVs, tanto a nivel comercial, como para uso individual.⁶¹⁸

En el caso específico de la polución en las ciudades, la CAA-1990 estableció requerimientos de control de emisiones de gases contaminantes para las flotas privadas y públicas en las ciudades con importantes problemas de contaminación, mediante incentivos al uso de vehículos que usan carburantes limpios en el marco del programa “*Clean-Fuel Vehicles*”.⁶¹⁹

Asimismo, algunas órdenes ejecutivas también han dado forma al uso de renovables en el transporte mediante incentivos a la adquisición de artefactos de consumo y otras medidas. Por ejemplo, la Orden Ejecutiva 12844 de 1993 instaba a las agencias federales a incrementar los esfuerzos para superar los objetivos de adquisiciones obligatorias, con el fin de dar el impulso necesario a la industria para la fabricación de vehículos AFVs y expandir las estaciones de servicio y otras infraestructuras de apoyo al sector privado. La Orden ejecutiva 13031 de 1997 insta a las agencias federales a cumplir con los requerimientos de la EPAAct-1992, sin importar su presupuesto, reportando los progresos y estableciendo penalidades por incumplimiento. Asimismo, la orden ejecutiva 13149 de abril del 2000 establece un objetivo de reducción del consumo de petróleo en las flotas federales, de un 20 % por debajo de los niveles de 1999 para 2005. Establece además que la mayoría de la flota requerida por la EPAAct-1992 opere con carburantes alternativos para 2005. Para esto recomienda estrategias de cumplimiento basadas en el uso de vehículos AFVs y vehículos híbridos de alta eficiencia. Posteriormente una serie de normas han dado lugar a la estructura actual de este tipo de ayudas entre las principales la ECRA-1998, la EPAC-2005 y la EISA-2007. A continuación revisaremos los principales programas relacionados con las ayudas y medidas de promoción de la demanda de biocarburantes

-Ayudas en forma de “*Procurement*”: Los programas para la sustitución de carburantes derivados del petróleo mediante la renovación de las flotas públicas y consumo de carburantes alternativos.

La sección 502(a) de la EPAAct-1992 requiere a la Secretaría de Energía establecer un programa para promover al máximo posible la sustitución de los carburantes derivados del petróleo mediante otra clase de carburantes alternativos. El programa debía asegurar la disponibilidad de los carburantes sustitutos con los objetivos de reemplazar las importaciones de petróleo, mejorar la salud de la

⁶¹⁷ Ver: *Public Law 100-194: Alternative Motor Fuel Act of 1988, Public Law 101-549: Clean Air Act Amendments of 1990 y Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁶¹⁸ Ver: *Public Law 100-194: Alternative Motor Fuel Act of 1988 y Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

⁶¹⁹ Ver: *Public Law 101-549: Clean Air Act Amendments of 1990.*

economía y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para esto, la EAct-1992 incluye requerimientos de adquisición de flotas especiales de vehículos motorizados a nivel Federal y Estatal, así como para los proveedores de flotas de carburantes alternativos localizados en las principales áreas metropolitanas. Además, la ley establece que los requerimientos de adquisición de flotas podrán aplicarse a nivel de los gobiernos locales si el DOE considera que tal medida sea necesaria para alcanzar los objetivos de sustitución de carburantes fósiles. Con las modificatorias posteriores a la EAct-1992, la regulación para la adquisición de flotas ha introducido algunos mecanismos de cumplimiento más flexibles, relacionados principalmente con el consumo de carburantes alternativos.

En el Título III de la EAct de 1992 referido a los carburantes alternativos, se establecen unas directrices de actuación de la Secretaria del Tesoro para la expansión del uso de carburantes alternativos. Para ello establece que:

- La Secretaría deberá adquirir vehículos de consumo de carburantes alternativos (de consumo exclusivo o dual) para las flotas Federales, y
- La Secretaría deberá estudiar y reportar al Congreso sobre la experiencia con los vehículos pesados de consumo alternativo a nivel Federal. Para esto deberá establecer un calendario, con el fin de establecer requerimientos de uso mínimos de vehículos de consumo de carburantes alternativos en las flotas Federales,
- La Secretaría debe proveer educación, orientación y asistencia técnica a los oficiales y empleados de las agencias Federales sobre los méritos de los vehículos de consumo de carburantes alternativos; para el mantenimiento de las instalaciones de abastecimiento, los programas de comercialización de los vehículos alternativos de los gobiernos Estatales y locales, así como para las adquisiciones públicas y empleo de los vehículos.

De acuerdo con las enmiendas a la Eact-1992, la definición de carburantes alternativos incluye a los principales biocarburantes, siendo importante la mención expresa al biodiesel que no aparecía en la versión original de la ley, aunque de manera indirecta pudo haberse tenido en cuenta en el término "Carburantes derivados de material biológico diferentes al alcohol". Entre estos están reconocidos: el metanol, el alcohol desnaturalizado y otros alcoholes, mezclas de 85 % de metanol, etanol desnaturalizado y otros alcoholes mezclados con gasolinas, el gas natural y los carburantes líquidos procesados domésticamente con gas natural, el GLP, el hidrógeno, la electricidad, y el B100, así como otros carburantes diferentes del alcohol, obtenidos de material biológico y "*P-Series fuels*".⁶²⁰

La "*Energy Conservation Reauthorization Act*" se 1998 introdujo expresamente el biodiesel como un carburante calificado para el cumplimiento de las obligaciones de flotas renovables mínimas. Las obligaciones de adquisición de cada vehículo AFVs, puede cumplirse mediante el uso de 450 galones de Biodiesel B100 usado en vehículos medianos o pesados. Para esto el biodiesel debe ser usado al menos en un porcentaje de mezclas de 20 %, pudiendo sustituir el cumplimiento de adquisición de flotas solo hasta en un 50 % de los requerimientos de adquisición. En este caso los créditos obtenidos por el consumo de biodiesel no pueden ser transferidos como es el caso de los créditos para la adquisición de AFVs. Adicionalmente, el DOE puede designar otros carburantes alternativos,

⁶²⁰ Ver: *Public Law 105-388: Energy Conservation Reauthorization Act of 1998.*

siempre que sean substancialmente diferentes al petróleo, su producción genere beneficios para la seguridad energética y ofrezcan sustanciales mejoras y beneficios ambientales.⁶²¹

La Ley establece directrices para que el DOE promueva la adquisición de AFVs por parte de las agencias Federales, en áreas donde los vehículos no están sujetos a regulación federal o para el caso de sobrecumplimiento de la regulación.⁶²² En la Sección 303 de la Ley se establecieron los requerimientos mínimos de flotas de vehículos de consumo de carburantes alternativos, en base a un calendario que puede observarse en la tabla III-18:

Tabla III – 18: Calendario de requerimiento mínimo de vehículos AFVs en las flotas públicas

1993	5.000 vehículos ligeros de consumo alternativo
1994	7.500 vehículos ligeros de consumo alternativo
1995	10.000 vehículos ligeros de consumo alternativo
1996	25 % del total de vehículos adquiridos.
1997	33 % del total de vehículos adquiridos.
1998	50 % del total de vehículos adquiridos.
1999 en adelante	75 % del total de vehículos adquiridos.

Fuente: Elaboración propia a partir de EAct-1992

No cualquier carburante renovable puede ser usado para cumplir con las obligaciones vehiculares. La ley establece que al menos el 50 % de los carburantes alternativos usados en vehículos que se adquieran para cumplir con las obligaciones establecidas para la flotas Federales, deben obtenerse de materias primas domésticas, con la salvedad de lo que dispongan las provisiones al respecto establecidas en el GATT. Asimismo, los vehículos con los que se vaya a cumplir las obligaciones de sustitución vehicular y consumo de carburantes renovables deben ser producidos en EEUU o en Canadá, exceptuando de la misma forma, los casos incompatibles con el GATT. El título III define las características de las flotas que sirvan para el cumplimiento de la regulación.⁶²³

Tabla III – 19: Adquisiciones de vehículos alternativos por el gobierno federal (por tipo de producto energético)

Fuente Tipo	Adquisiciones por año									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasolina	44.850	42.844	43.378	41.247	37.242	32.089	30.376	31.782	26.547	20.785
Diésel	8.107	5.831	5.822	6.049	6.809	5.809	5.897	4.742	4.136	4.422
Gasolina híbrido	^a	^a	^a	222	516	458	531	3.959	4.853	3.787
Diésel híbrido	^b	^b	^b	1	0	4	0	4	27	50
GNC	1.267	1.223	809	188	243	129	123	77	60	84
E-85	8.054	19.626	13.991	16.892	18.168	26.581	27.792	27.850	26.789	24.785
Eléctrico	7	31	88	13	0	7	6	7	1.376	450

⁶²¹ Ver: *Public Law 102-486: Energy policy Act of 1992.*

⁶²² Ver: *Public Law 102-486: Energy policy Act of 1992.*

⁶²³ Los Vehículos de consumo de carburantes alternativos pueden ser cualquier vehículo dedicado o los vehículos duales diseñados para operar al menos con un carburante alternativo, por ejemplo vehículos que pueden operar con carburantes alternativos y además con derivados del petróleo como la gasolina o el diésel. Las flotas cubiertas a nivel federal serán las que tengan al menos 20 vehículos ligeros y a nivel estatal y para los proveedores de flotas de AFVs, se incluyen aquellas que tienen 50 o más vehículos ligeros, de las cuales al menos 20 son abastecidas de carburantes centralizadamente (o pueden serlo) y que operan en un Área Metropolitana Estadística o un Área Metropolitana Estadística Consolidada, con una población de más de 250.000 habitantes. Ver: 42 U.S.C. 13211(5).

GNL	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GPL	59	49	26	1	0	4	3	23	2	11
M-85	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrógeno	0	0	0	0	0	0	1	1	4	4
total	62.372	69.604	64.114	64.613	62.978	65.081	64.729	68.445	63.794	54.378

Fuente: (US GSA, 2013)

Los vehículos AFVs pueden contar para los créditos establecidos en la sección 701 de la EISA-2007, en el caso de que usen carburantes alternativos. La norma establece que respecto a la obligación de adquisición vehículos de consumo de carburantes alternativos, se les dará prioridad a aquellos tipos de vehículos que produzcan la mayor reducción de contaminantes emitidos por dólar gastado en ellos, y aquellos cuya fuente de suministro sean de preferencia carburantes alternativos derivados de recursos nacionales.

Como podemos observar en la tabla III-19, los vehículos que consumen exclusivamente gasolina han pasado del 72 % del total de vehículos oficiales en 2002, a representar el 38 % en 2011; mientras que los vehículos de altas mezclas de etanol E85, han pasado del 13 % en 2002, al 46 % en 2011, mostrando un crecimiento notable a lo largo del periodo y a costa de la reducción de las adquisiciones de vehículos a gasolina. Asimismo los vehículos híbridos a gasolina han crecido significativamente durante este periodo, hasta alcanzar el 7 %, mientras que los vehículos diésel se ha reducido también alrededor de 5 puntos. Esto no significa necesariamente que el consumo de carburantes alternativos en el transporte oficial se haya incrementado notablemente, como podemos observar en el gráfico III-13.

En lo que se refiere al suministro de carburantes alternativos para las flotas adquiridas a nivel Federal, las agencias Federales deben planificar el abastecimiento de carburantes alternativos en las instalaciones comerciales que los ofrezcan para la venta al público, y en el caso de que no haya accesibilidad al suministro de estos carburantes en las instalaciones comerciales, las agencias Federales están autorizadas para realizar acuerdos comerciales según corresponda, tales como adquisiciones, arrendamientos, contratos, construcciones y otros arreglos en que el Gobierno Federal sea una de las partes, para lo cual se habilitan los fondos necesarios.⁶²⁴ Asimismo, con la EISA-2007 se incluyó además de requerimientos para la adquisición de vehículos de bajas emisiones de GEI, el desarrollo de infraestructura e instalaciones de abastecimiento de carburantes renovables.

En el título IV de la EAct de 1992, referido a los programas de ámbito “no Federal”, la ley autoriza una serie de programas y actividades enfocadas en la sustitución de carburantes y AFVs. Los programas se dirigen a incrementar el consumo de carburantes alternativos en camiones, buses, así como en incrementar la información pública, los incentivos estatales, locales y capacitación técnica.⁶²⁵ Asimismo, en el Título V sobre la disponibilidad y uso de carburantes sustitutos,

⁶²⁴ Para fomentar y promover el uso de Vehículos de consumo de carburantes alternativos en las agencias Federales, el Administrador puede ofrecer una reducción de las tasas cargadas sobre las agencias para el arrendamiento de los vehículos, que esté por debajo de las tasas de arrendamiento de los vehículos de consumo convencional. Asimismo se establece un programa de premios para reconocer el nivel de compromiso de los empleados Federales, con el uso de carburantes renovables en vehículos motorizados. Ver: *Public Law 102-486, Energy policy Act of 1992.*

⁶²⁵ El programa de información y los programas de incentivos estatales y locales, así como los compromisos de suministro voluntario de los proveedores de carburantes para el suministro de carburantes sustitutos, y de los propietarios de 10 o más vehículos motorizados de adquirir y usar carburantes alternativos y AFVs. Además, los compromisos de los proveedores de AFVs para poner a disposición del público vehículos AFVs y

alternativos y vehículos privados de consumo alternativo, la EAct-1992 insta a la Secretaría del Tesoro a:

Establecer un programa para promover el desarrollo y el uso de vehículos ligeros, que en lugar de consumir derivados del petróleo consuman carburantes sustitutos producidos localmente

Estimar el uso y el suministro de carburantes sustitutos y alternativos, así como sus efectos ambientales relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero,

Requerir a los proveedores de carburantes sustitutos y alternativos el envío de información relacionada con los suministros y con los gases de efecto invernadero a la Secretaría,

Encargarse de obtener compromisos voluntarios con personas y empresas para la sustitución de carburantes convencionales por carburantes alternativos, así como el remplazo de vehículos de consumo de carburantes convencionales por vehículos de consumo de carburantes alternativos.⁶²⁶

Como hemos observado líneas arriba, las agencias federales están obligadas por la EAct-1992, la orden ejecutiva 13423 y la EISA-2007 a adquirir vehículos de consumo alternativo, incrementar el consumo de carburantes alternativos y reducir el consumo de petróleo. De acuerdo con la sección 13212 del título 42 del USC, el Servicio General de Administración de los EEUU puede asignar el costo de adquisición de vehículos de consumo de carburantes alternativos-AFVs, a través de toda la flota de vehículos distribuidos en el marco de su competencia. Este mandato también aplica para otras agencias federales que adquieren vehículos para las flotas federales.⁶²⁷

Como hemos observado, desde la promulgación de la EAct-1992 el DOE ha venido dando una serie de pasos para la implementación de los programas de sustitución de carburantes en la forma de "Procurement" y otras vías alternativas. El DOE coordina los esfuerzos a nivel federal referidos a los requerimientos para la adquisición de Flotas de vehículos de consumo alternativo establecidos en la sección 303. Asimismo, junto a la EPA coordina las actividades del programa "Clean Cities" a través de la Oficina de Eficiencia Energética y de Energías Renovables, de manera que estos programas se apoyen mutuamente en la consecución de los objetivos nacionales de sustitución. A nivel estatal, también ha implementado las regulaciones y directrices para los proveedores de carburantes alternativos, y para las flotas de entidades de los gobiernos estatales, en el marco de las secciones 501 y 507 de la ley.⁶²⁸

los servicios necesarios para la consecución de los objetivos de sustitución. Estas medidas buscan complementar las actividades del Programa "Clean Cities", en lo relativo a los programas de sustitución de carburantes derivados del petróleo importado de la EPAC-1992. Ver: *Public Law 102-486: Energy policy Act of 1992*.

⁶²⁶ En este sentido, la Secretaría del Tesoro puede autorizar créditos y debe además especificar los objetivos del programa de adquisición de flotas de vehículos propulsados con carburantes alternativos para un calendario de años determinado, que debe incluir programas Estatales obligatorios de flotas, y establecer responsabilidades civiles en caso del incumplimiento de las provisiones previstas en la ley. Ver: *Public Law 102-486. Energy policy Act of 1992*.

⁶²⁷ Cabe mencionar que el Servicio General de Administración está encargado desde 1954 del aprovisionamiento de vehículos y servicios relacionados para 75 agencias federales de EEUU. Alrededor de 217.000 vehículos han sido contabilizados desde sus orígenes hasta 2010, entre los cuales hay automóviles, buses y ambulancias, camiones ligeros, medianos y de cargas, así como camionetas van de pasajeros. La agencia está apoyada por la red de Centros de Gestión de Flotas, que es responsable de asistir las flotas de vehículos del GSA, mientras que también provee apoyo administrativo y control en áreas geográficas específicas determinadas por la ley. Ver: *42USC 13212(c)*.

⁶²⁸ Ver: *Public Law 102-486: Energy policy Act of 1992*.

De acuerdo con la EAct-1992 y las respectivas modificatorias introducidas principalmente por la ECRA-1998, la EAct-2005 y la EISA-2007, los requerimientos específicos para la adquisición de AFVs vigentes en la actualidad son los siguientes:

-Requerimientos de Adquisición de vehículos y de uso de carburantes renovables para flotas Federales E+B

El 75 % de los vehículos ligeros nuevos adquiridos para ciertas flotas federales deben ser vehículos de consumo alternativo de carburantes (AFVs). Las flotas federales deben usar además carburantes alternativos en vehículos de consumo dual, a menos que el DOE determine alguna excepción en el cumplimiento de la norma que pueda estar basado en la disponibilidad de carburantes alternativos o la existencia de restricciones económicas por la diferencia de costes. Las flotas que usan mezclas que contienen al menos 20 % de biodiesel (B20) en vehículos pesados o de carga mediana, pueden beneficiarse de créditos para el cumplimiento de los requerimientos anuales. Adicionalmente, se requiere que las agencias federales con 20 o más vehículos reduzcan el consumo de petróleo en al menos 2 % anual, hasta 2015. Además, las agencias deberán continuar incrementando el uso de carburantes alternativos en 10 % por año, en relación con el año previo.⁶²⁹

En relación con el programa de sustitución de flotas federales, la Orden ejecutiva 13514, promulgada en octubre del 2009, requiere que cada agencia federal desarrolle, implemente, y actualice anualmente un plan de desempeño estratégico de sostenibilidad. Las agencias federales deben medir, reducir y reportar sus emisiones de GEI, en el marco de un objetivo general de reducción de emisiones a nivel del Gobierno Federal de 28 % para el 2020, teniendo como referencia al nivel de emisiones del 2008. La orden amplía el horizonte de cumplimiento de reducción de 2 % anual de consumo de petróleo hasta 2020, mediante el uso de diferentes medidas. Entre estas medidas están el uso de AFVs y el uso de biocarburantes.⁶³⁰

-Requerimientos de Adquisición de vehículos y de uso de carburantes para los Estados y proveedores de flotas de consumo de carburantes alternativos

Bajo la EAct-1992, ciertos gobiernos estatales y proveedores de flotas alternativas son requeridos para la adquisición de Vehículos-AFVs. El requerimiento se aplica a las flotas que operan, arriendan o controlan 50 o más vehículos ligeros dentro de los EEUU. De esos 50 vehículos ligeros, al menos 20 deben ser usados principalmente dentro de una sola área estadística metropolitana, o un área estadística metropolitana consolidada. Esos mismos 20 vehículos deben ser capaces de ser abastecidos de carburantes de manera centralizada. Las flotas cubiertas ganan créditos por la adquisición de cada vehículo, y los créditos que excedan los requerimientos pueden ser depositados o comercializados con otras flotas. Adicionalmente, las flotas que usen mezclas carburantes que contengan al menos 20 % de biodiesel (B20) en vehículos de carga mediana y vehículos pesados, pueden beneficiarse de más créditos para cumplir los requerimientos de adquisición de AFVs. En marzo del 2007, el DOE promulgó la regulación que permite a las flotas tener la opción de elegir una reducción del consumo de petróleo mediante el uso de carburantes alternativos en lugar de la adquisición de vehículos AFVs. Los interesados pueden obtener una exención de cumplimiento por

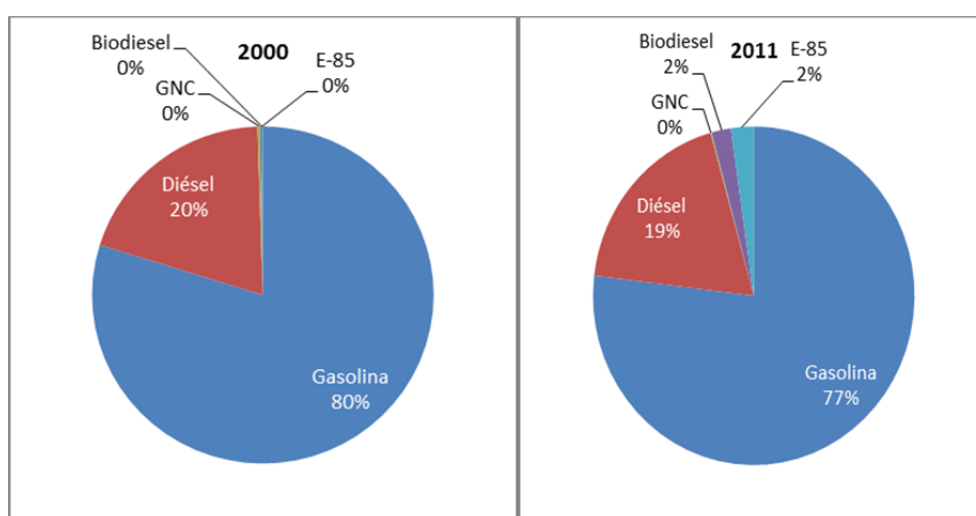
⁶²⁹ Ver: (US DOE, 2012d).

⁶³⁰ Ver: *Executive Order 13514 –Federal leadership in Environmental, Energy, and economic performance. Federal Register (2009).*

parte del DOE probando que alcanzarán el mismo nivel de reducción de consumo de petróleo que se produce en el caso del uso de los AFVs utilizando carburantes alternativos el 100 % del tiempo.⁶³¹

En particular, los programas de regulación de flotas de la EAct-1992, han tenido un notable éxito tanto en el cumplimiento del uso de los AFVs, como en la reducción de derivados del petróleo. La mayoría de Agencias Federales ha superado el umbral del 75 % del nivel de adquisiciones. En el caso de los proveedores de flotas de carburantes renovables a nivel estatal, el cumplimiento también ha sido alto. Así, la cantidad y los modelos de AFVs se han expandido desde 2006, siendo un gran porcentaje del total, los vehículos de consumo flexible tipo E85. Asimismo, se ha expandido la infraestructura para los carburantes alternativos, especialmente las estaciones de servicio de carburantes alternativos, que han pasado de 3,600 a 5,400 incluyendo más de 1000 estaciones operativas de E85 y centenares de proyectos en proceso de implementación.⁶³²

Gráfico III – 13: Cambios en el consumo de carburantes en instituciones oficiales del Gobierno Federal



Fuente: Elaboración propia a partir de: *U.S. General Service Administration (2013) Federal Vehicle Policy Division, FY 2011 Federal Fleet Report.*

Como hemos mencionado líneas arriba, el incremento sustancial y progresivo de vehículos capaces de consumir altas mezclas de etanol carburantes E85, no significa inmediatamente que el consumo del biocarburantes se incremente en esta proporción en las flotas del gobierno federal. Esto puede

⁶³¹ Ver: (US DOE, 2012d).

⁶³² Sin embargo, los requerimientos de Adquisición de vehículos y de uso de carburantes para las flotas de los Gobiernos Locales estuvieron condicionados por el alcance de los objetivos de uso carburantes renovables. Dado que los objetivos de sustitución fueron cumplidos, la Secretaría de Energía consideró que no era necesario establecer finalmente una regulación, como la aplicada a los niveles de gobierno Estatal y federal. La EAct-1992, requiere que el DOE se encargue de determinar finalmente si las flotas privadas o de los gobiernos locales debían ser obligadas a adquirir vehículos AFVs. A diferencia de otros mandatos para flotas reguladas, el congreso condicionó la autoridad del DOE para la implementación de la regulación, poniendo en cuestión la necesidad de la regulación para alcanzar los objetivos de sustitución de carburantes. En enero del 2004 el DOE publicó la regulación final al respecto, determinando no implementar las obligaciones de adquisiciones de Vehículos AFVs para las flotas privadas o de los gobiernos locales. En 2007 el DOE extendió el objetivo de la EAct-1992, con el fin de alcanzar una capacidad doméstica de producción de carburantes sustitutos para reemplazar el 30 % del consumo de carburantes para motor. En marzo del 2008, el DOE decidió no implementar efectivamente las obligaciones de cumplimiento para las flotas privadas y de los gobiernos locales, concluyendo que las obligaciones no son necesarias para alcanzar el objetivo de sustitución de carburantes. Ver: (US DOE, 2012e).

deberse a un problema de suministro relacionado con la producción, distribución y oferta comercial minorista en estaciones de servicio de carburantes alternativos, pero principalmente de altas mezclas como el etanol E-85, o inclusive de E15, así como de otros carburantes alternativos. También puede deberse la relativa poca presión fiscal sobre la gasolina consumida en el mercado, lo que determina en gran medida las preferencias de los consumidores finales. Este mercado cautivo podría ser un microcosmos que refleje los problemas de expansión que se observan en el mercado estadounidense de biocarburantes.

-Otras clases de ayudas e incentivos al consumo de biocarburantes y otros carburantes renovables.

En este punto daremos un panorama de ayudas de diferente naturaleza, vinculadas directa o indirectamente a la expansión de la demanda de consumo de biocarburantes que se aplican en la actualidad en EEUU.

-La Iniciativa para la autosuficiencia energética en el ámbito rural

La nueva sección 9009 del título IX de la "Farm Bill" del 2008, establece la Iniciativa para la autosuficiencia Energética en el ámbito rural, que tiene como propósito subvencionar a las comunidades rurales elegibles con el fin de conducir evaluaciones diseñadas para calcular consumo energético de todos los usuarios de una comunidad rural elegible, para formular y analizar ideas para la reducción del consumo de fuentes convencionales de energía, y para desarrollar e instalar sistemas de energías renovables y/o biocarburantes. Las subvenciones asignadas para los proyectos no deberán exceder el 50 % de los costes.⁶³³

-Garantías de Préstamos para las mejoras en tecnologías energéticas (DOE)

El Departamento de Energía de EEUU-DOE provee de garantías para préstamos mediante el Programa de Garantía de Préstamos, "Loan Guarantee Program-LGP", con el fin de apoyar a los proyectos de reducción de la contaminación del aire y para la reducción de gases de efecto invernadero, con el objeto de apoyar las primeras fases del uso comercial de las tecnologías avanzadas, incluyendo los biocarburantes y los vehículos de consumo de carburantes alternativos. El programa fue establecido en el Título XII de la EAct-2005 que autoriza al DOE a otorgar garantías de préstamos para los proyectos en energía que no estén destinados a proyectos en I+D+I. EL DOE puede emitir garantías de préstamos por hasta el 100% de la cantidad de los préstamos para un proyecto elegible. Para las garantías de préstamos de más del 80 %, los préstamos deben ser emitidos y financiarse por el Banco Financiero del Departamento federal.⁶³⁴

La sección 1703 del título XVII de la EAct-2005 autoriza al departamento de energía apoyar la innovación en tecnologías energéticas limpias que por lo general no son capaces de obtener financiamiento convencional del sector privado debido al alto riesgo tecnológico. Además, las tecnologías deben evitar, reducir o secuestrar los contaminantes del aire o las emisiones

⁶³³ La ley autoriza asignaciones para las actividades relacionadas con esta iniciativa de hasta \$5 millones para cada año fiscal entre 2009 y 2012.

⁶³⁴ Ver: *Public Law 109-58: Energy Policy Act of 2005.*

antropogénicas de gases de efecto invernadero. Entre las tecnologías consideradas elegibles para las ayudas se encuentra la biomasa y los biocarburantes.⁶³⁵

–Ayudas federales para la educación en Biodiesel

Bajo el Programa para la Educación en el Biodiesel Carburante, el gobierno federal otorga subvenciones en régimen competitivo a instituciones que se encarguen de la educación de entidades gubernamentales y privadas que operan flotas vehiculares, del público, así como de otras entidades interesadas en informarse sobre los beneficios del uso del biodiesel. Los postulantes a las subvenciones elegibles deben ser organizaciones sin fines de lucro o instituciones de alta educación que hayan demostrado conocimiento en el uso, producción, o distribución de biodiesel, y que además hayan demostrado la habilidad de conducir programas educativos y técnicos.⁶³⁶

–Pagos federales para la repotenciación de las biorrefinerías

Como hemos mencionado líneas arriba las biorrefinerías son un elemento muy importante para incrementar el suministro de biocarburantes de forma eficiente, por lo que su desarrollo y mejoras son objetos de ayudas federales. Además de las señaladas anteriormente, el Programa de Asistencia para la repotenciación de las refinerías provee pagos a las biorrefinerías elegibles con el fin de reemplazar los carburantes fósiles usados para producir calor o electricidad por biomasa renovable dentro del consumo energético de las instalaciones, con el fin de mejorar la sostenibilidad de los negocios. Las subvenciones consisten en el reembolso de los pagos asociados con la conversión de los sistemas de consumo de carburantes fósiles a sistemas de consumo de biomasa renovable.⁶³⁷

–Programa para las Ciudades Limpias- “Clean Cities”

Implementado en 1993 como un programa del DOE para promover los vehículos de consumo alternativo entre los estados; en la actualidad la misión del Programa “Clean Cities” es avanzar en el ámbito de la seguridad energética, económica y medioambiental de EEUU, mediante el apoyo a iniciativas locales de adopción de prácticas que reducen el uso del petróleo en el sector del transporte. Está conformado por 100 coaliciones o “Clean Cities” que se enfocan de manera general en el desarrollo de carburantes alternativos y renovables, en las mejoras de la economía de los carburantes y en el soporte de las tecnologías emergentes; así como en la reducción de la improductividad en uso de los recursos (*Idle Reduction*)”⁶³⁸.

EL programa se encarga de coordinar la asistencia técnica de los proyectos, así como asistencia informativa y financiera a las comunidades, publicando información relativa a aspectos técnicos y divulgativos del programa.⁶³⁹ En relación a los biocarburantes, las Iniciativas “Clean Cities” se encargan de apoyar las asociaciones público-privadas que desarrollan e implementan el uso de

⁶³⁵ Para ser elegible el aspirante debe estar en EEUU o siendo extranjero la propiedad, siempre que el proyecto este localizado en uno de los 50 estados, el Distrito de Columbia o un Territorio de EEUU; asimismo debe emplear una nueva o significativamente mejorada tecnología, que no se encuentre en etapa comercial y cumplir los requerimientos “David Bacon”. Ver: DOE(2012): Loan Programs Office.

⁶³⁶ Ver: *Public Law 110-246, Food, Conservation, and Energy Act of 2008.*

⁶³⁷ Ver: (USDA, 2012).

⁶³⁸ Las tecnologías y prácticas enfocadas en “*Idle reduction*” son aquellas que tratan de reducir los costos de los carburantes, emisiones y el desgaste del motor derivado del tiempo de inactividad de los motores de los vehículos.

⁶³⁹ Ver: *Public Law 100-494: Alternative Motor Fuels Act of 1988 y Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992.*

Vehículos de Consumo Alternativo AFVs, así como la construcción de infraestructura de apoyo al consumo de carburantes limpios, como estaciones de servicio. “*Clean Cities*” trabaja junto a flotas voluntarias y reguladas en áreas geográficas específicas, para desarrollar la masa crítica necesaria para expandir la demanda de carburantes alternativos, así como el desarrollo de la infraestructura de abastecimiento.⁶⁴⁰

El Programa se encarga de ayudar a reducir el consumo de petróleo enfocándose en las flotas vehiculares y los consumidores. A través de asociaciones con organizaciones locales y estatales en el sector público y privado, el programa se encarga, entre otros fines, de incrementar el uso de carburantes alternativos y renovables, de la adopción de nuevas tecnologías de transporte y de las mejoras de la eficiencia de los carburantes.

–*Financiamiento de Programa de Energía Estatal (SEP)*

En el año 1975 la “*Energy Policy and Conservation Act*” estableció una serie de programas para promover la conservación de la energía en los edificios federales y las grandes industrias. Esta norma también estableció el Programa de Conservación de la Energía Estatal-SEP. Con las modificaciones introducidas en 1990 por la “*State Energy Efficiency Programs Improvement Act*”, se impulsaron las medidas para llevar a cabo actividades relacionadas con la mejora de la eficiencia energética, así como medidas de estímulo a la inversión y del uso de tecnologías energéticas alternativas como los biocarburantes. Posteriormente, con la EAct-1992 se intensifica las políticas de expansión del desarrollo de las tecnologías alternativas y la eficiencia energética en los Estados.⁶⁴¹

Desde entonces, el SEP entonces toma su configuración actual, encargándose de proveer asistencia técnica a los Estados a través de una fórmula de subvenciones competitivas. Los Estados usan la fórmula de subvenciones competitivas para desarrollar estrategias y objetivos estatales para solucionar sus prioridades energéticas, muchas de las cuales han estado vinculadas al uso de biocarburantes.⁶⁴²

–*Campaña Nacional para el Diésel Limpio-(NCDC)*

Esta iniciativa permite el uso de biodiesel para promover la reducción de las emisiones contaminantes en ciertas flotas vehiculares. La Campaña Nacional para el Aire Limpio o NCDC fue establecida por la EPA con el fin de reducir la contaminación emitida por los motores diésel mediante la implementación de diferentes estrategias de control de la contaminación y a través de asociaciones de nivel nacional, estatal y Local. EL NCDC incluye entre otros, programas de mantenimiento para las actuales flotas que se mueven con diésel carburante, adaptación de las tecnologías, remplazo de vehículos y equipo, así como estrategias operacionales para los motores

⁶⁴⁰ Ver: (US DOE, 2012d).

⁶⁴¹ Ver: *Public Law 94-163: Energy Policy and Conservation Act of 1975* y *Public Law 102-486: Energy Policy Act of 1992*.

⁶⁴² Las solicitudes de las subvenciones para la adopción de productos energéticos renovables y tecnologías son emitidas anualmente y dependen de los fondos disponibles. Los Estados proveen un 20 % de las asignaciones y el SEP se encarga de que el Estado sea quien tome las decisiones como el administrador de las actividades del programa dentro del Estado. Con la promulgación en 2009 de la “*American Recovery and Reinvestment Act*” se destinaron \$3,1 billones para financiar las actividades del SEP. Ver: *Public law 102-486: Energy Policy Act of 1992* y *Public Law 111-5: American Recovery and Reinvestment Act of 2009*.

diésel y carburantes limpios, entre los que cuentan los biocarburantes. En este último caso, el programa permite que las emisiones contaminantes puedan ser reducidas con el uso de carburantes con ciertas propiedades ambientales o carburantes alternativos como el biodiesel y sus mezclas.⁶⁴³ Entre los programas promovidos por el NCDC se encuentran programas como: “*Clean school Bus USA, Ports & Marine*”, “*Smartway Transport*” y “*Clean Agriculture*”⁶⁴⁴

–*Programa de Control de la contaminación del Aire*

El Programa de Control de la Contaminación del Aire brinda asistencia a las agencias estatales, locales y tribales en la planificación, desarrollo, establecimiento, mejora y mantenimiento adecuado de programas para la *prevención y control de la contaminación* del aire o para la implementación de estándares nacionales de calidad del aire. Los planes de control incluyen también la promoción del uso de carburantes alternativos como el etanol o el biodiesel. Los solicitantes elegibles de las ayudas pueden recibir financiación federal de hasta el 60 % de los costos del proyecto para la implementación de los planes de control.⁶⁴⁵

–*Programa de Mejora de la Congestión, Mitigación y Calidad del Aire-CMAQ*

El programa CMAQ provee financiamiento a los Departamentos de Transporte de los Estados (DOTs), a las Organizaciones de Planificación Locales (MPOs), así como a las agencias de tránsito para proyectos y programas de mejora de la calidad del aire y para el mantenimiento de áreas avocadas a la reducción de emisiones en el transporte. Entre las actividades elegibles se encuentra el desarrollo de infraestructura de suministro de carburantes alternativos, así como la conversión de vehículos para operar con carburantes más limpios. En el marco de la “*Safe Accountable Flexible Efficient Transportation Equity Act: A legacy for Users*”, que es la legislación vigente de transporte encargada de proveer las autorizaciones para el Programa federal de Ayuda a las Carreteras (FAHP), el CMAQ es uno de los cinco mayores programas concebidos para los proyectos de carreteras y dispone de \$6000 millones para financiar los proyectos relacionados con las mejoras de la calidad del aire, como la reducción de emisiones mediante el uso de carburante alternativos y otras medidas.⁶⁴⁶

–*Programa Voluntario de Bajas Emisiones-VALE*

El Objetivo del programa VALE es reducir el nivel de emisiones de GEI a nivel del suelo en los aeropuertos comerciales. El programa VALE provee financiamiento a través del Programa de Mejoras de Aeropuertos y el Programa de Instalaciones para Carga de Pasajeros, para la adquisición de vehículos de bajas emisiones, el desarrollo de estaciones de servicio y reabastecimiento y otras técnicas de mejoras de la calidad del aire en los aeropuertos, como el incremento del consumo de carburantes renovables.⁶⁴⁷

–*El Programa de descuentos por volumen-“Proper Fuels”*

El programa “*Proper Fuels*” ofrece descuentos para la adquisición de más de 500 galones de mezclas biodiesel y etanol E85, para flotas de clientes cualificados. El programa ofrece descuentos de \$0,03 por galón en compras mensuales de menos de 1000 galones de biocarburantes por mes y

⁶⁴³ Ver: (US-EPA, 2012f)

⁶⁴⁴ Ver: (US-EPA, 2012f)

⁶⁴⁵ Ver: (US-EPA, 2012g)

⁶⁴⁶ Ver: (US DOT, 2012)

⁶⁴⁷ Ver: (US-FAA, 2012)

descuentos de \$0,5 por galón en el caso de que las compras mensuales sean iguales o superen los 1000 galones. Los clientes de flotas cualificadas deben adquirir el carburante directamente de las estaciones de servicio de la compañía Propel, usando una tarjeta que los identifica como clientes cualificados del programa. La Compañía Propel, es una red de estaciones de servicio que se encarga de ofrecer en el mercado minorista, tanto carburantes renovables (etanol E85 o biodiesel) y como carburantes convencionales (gasolina diésel), para facilitar y poner a disposición de los consumidores alternativas al uso de carburantes derivados del petróleo.

II.2.3.2.4. Ayudas indirectas a través de la política agraria

Como hemos mencionado en la primera parte de este capítulo, adicionalmente a las ayudas directas e indirectas plasmadas en las políticas de promoción de biocarburantes, la industria de biocarburantes se ha beneficiado de los programas de apoyo al sector agrícola a través de la política agraria estadounidense. Estas medidas de apoyo al sector agrícola han evolucionado a lo largo del siglo XX, estrechando el vínculo entre el sector energético y el sector agrícola desde finales de este, mediante una legislación específica conocida comúnmente como las *"Farm Bill"*, donde se plasma la política agrícola de EEUU. En el marco de la política agraria actual se establecen una serie de medidas para apoyar el mantenimiento de los precios y de los ingresos de los agricultores, así como para reducir el riesgo de los negocios en la agricultura.

Antes de que el mercado de etanol de maíz se expandiera hasta incrementar considerablemente los precios del maíz desde la segunda mitad de la década pasada, los precios de los productos agrícolas estaban bastante deprimidos. Muchos de los programas de ayudas a la agricultura fomentaban la expansión de la producción, y hasta que la demanda de etanol no se desarrolló lo suficiente para absorber estos crecientes niveles de producción, dichas medidas agravaban la caída de los precios de los productos agrícolas. Como resultado los cultivos agroenergéticos usados para la producción de biocarburantes eran más abundantes y accesibles a menores precios. Esto finalmente reducía los costes de producción del sector de los biocarburantes y además incrementaba la competitividad frente a los productores extranjeros de biocarburantes favoreciendo el incremento del suministro en el mercado. Aun con el incremento de los precios del maíz y otros inputs agro-energéticos se siguen aplicando una serie de estas ayudas a sectores como la soja o el maíz, altamente beneficiado por la expansión del mercado de biocarburantes (Schnepf R. , 2012).

La política agraria se manifiesta en las leyes conocidas como *"Farm Bills"*. Las *"Farm Bills"* son en realidad, leyes omnicomprendivas aplicadas por periodos multianuales de alrededor de 5 años, para la autorización de una serie de programas agrícolas y alimentarios. Desde 1930, las *"Farm Bills"* se han enfocado tradicionalmente en las subvenciones a los precios y a los ingresos agrícolas relacionados con un puñado de productos agrícolas: maíz, soja, trigo, algodón, arroz, y lácteos. En los últimos años el espectro de programas de ayudas de las *"Farm Bills"* se ha ampliado. Entre los más importantes programas de Asistencia se encuentra los programas de Nutrición, de Conservación, de Horticultura y de Bioenergía.⁶⁴⁸ Ahora daremos un breve panorama de los

⁶⁴⁸La naturaleza omnicomprendiva de las *"Farm Bills"* termina creando amplias coaliciones de apoyo, inclusive entre algunas partes con intereses en conflicto que de forma individual no sobrevivirían el proceso legislativo. Esto genera una feroz competencia por los fondos. En los recientes años, más partes se han involucrado en el debate de las *"Farm Bills"*, incluyendo grupos de agricultores nacionales, asociaciones de productores,

principales programas actuales de ayudas al sector agrícola vinculadas al desarrollo de los biocarburantes (Johnson & Monke, 2012).

Como hemos señalado líneas arriba, los programas de ayudas a los precios y a los ingresos de los agricultores de la FCEA del 2008 son la continuación de los programas de ayudas establecidos en la “*Farm Bill*” del 2002 para el periodo 2008-2012, ajustando los objetivos de precios y tasa de préstamos para algunos productos agrícolas. Además la ley establece algunas modificatorias y crea algunos programas pilotos como el programa de ingresos por pagos contra-cíclicos, de flexibilidad de producción agrícola, y la eliminación de los beneficios a las explotaciones con menos de 10 hectáreas de cultivos promovidos en la ley.⁶⁴⁹

El título I de la “*Food, Conservation, and Energy Act of 2008-FCEA*” del 2008 establece una red de seguridad para brindar ayuda para mantener los precios y los ingresos de los productores de los principales cultivos agrícolas como: el maíz, el trigo, la soja, el algodón o el arroz (siendo el maíz y la soja los principales cultivos energéticos para la producción de etanol y biodiesel en EEUU). Estas ayudas se relacionan con tres clases de programas de pagos:

- Los pagos directos desacoplados de la producción o de los precios,
- Los pagos contra-cíclicos que son activados cuando los precios están por debajo de los objetivos de precios predeterminados en la Ley, o cuando los ingresos por un producto caen por debajo de un nivel histórico garantizado en la ley, y
- Los préstamos de ayuda que ofrecen financiación provisional en caso de que los precios caigan por debajo de los objetivos establecidos en el estatuto de préstamos, o para ayudas adicionales para los ingresos.⁶⁵⁰

–El programa “ACRE”

Asimismo, la nueva “*Farm Bill*” introdujo un nuevo programa para ayudar a los agricultores ante la caída de los precios de ciertos productos agrícolas, cuyos fondos pueden ser usados para producir biocarburantes. El programa “*Average Crop Revenue Election*”- ACRE, era un programa de apoyo a los ingresos para los agricultores que se inscriban en los programas de producción de productos agrícolas tradicionales. A diferencia de la protección a los ingresos proporcionados por algunos productos financieros de seguros de cosechas, el ACRE está diseñado para proteger a los agricultores contra las pérdidas ocasionadas por las caídas de precios en un periodo de varios años. Los pagos se realizan cuando se cumplen dos condiciones; la primera es que a nivel estatal, los ingresos por un cultivo caen debajo de un nivel garantizado, la segunda, que el agricultor experimente una pérdida de la cosecha de ingresos de manera individual.⁶⁵¹

En noviembre del 2010 USDA inició los pagos aproximadamente a \$420 millones de los pagos del ACRE del 2009 para cultivos energéticos como el trigo, el maíz, la soja, el sorgo, la avena, y otros

organizaciones estatales, funcionarios de salud pública y nutrición, así como una serie de grupos de apoyo de diferente índole. Ver: (Johnson & Monke, 2012).

⁶⁴⁹ Ver: Public Law 110-246, *Food, Conservation, and Energy Act of 2008*.

⁶⁵⁰ Ver: Public Law 110-246, *Food, Conservation, and Energy Act of 2008*

⁶⁵¹ Ver: Shields (2010): *A new farm program option: Average Crop Revenue Election (ACRE)*.

cultivos. La Oficina de Presupuesto del Congreso estimó que los pagos del programa ACRE alcanzarían los \$4900 millones para el periodo comprendido entre los años fiscales 2010 y 2014, concentrándose el total de las ayudas en cultivos como el maíz, el trigo, la soja y el sorgo.

–El programa “SURE”

Además del programa ACRE, el Congreso autorizó el “*Supplemental Revenue Assistance Payments Program*”-SURE. El programa establece pagos a los productores para las pérdidas de ingresos debido a desastres naturales o condiciones climáticas adversas que se hayan producido hasta setiembre del 2011. Esencialmente el programa buscaba compensar a los productores elegibles de una parte de las pérdidas que no son elegibles para el pago o indemnizaciones bajo la política de seguros para la producción de cultivos. El programa se aparta tanto de la asistencia tradicional por desastres naturales y del seguro para la producción de cultivos, mediante el cálculo y el reembolso de las pérdidas de ingresos, teniendo en cuenta los ingresos por el total de los cultivos de toda la producción de la granja. Bajo el programa SURE, los ingresos del agricultor de todos los cultivos en todos los condados son comparados con un nivel de ingresos garantizado que es computado mayormente del promedio esperado de la producción y de los precios. Como resultado el programa considera el impacto del desastre a nivel de toda la unidad económica de producción y no solo el cultivo que haya sido adversamente afectado. En 2010, el USDA estableció más de \$2000 millones para la aplicación del SURE relacionado con las pérdidas del 2008 (Shields, 2010).

–El programa “Federal Crop Insurance”

El programa “*Federal Crop Insurance*” se estableció por primera vez en 1938 cuando el Congreso autorizó la creación de la “*Federal Crop Insurance Corporation*”, institución que forma parte de la red de seguridad agrícola de EEUU. El programa actual está administrado por la Agencia de gestión de Riesgos Agrícolas de USDA, y provee a los productores herramientas de gestión para hacer frente a las pérdidas de la producción o de los ingresos en sus granjas. Un productor de algún cultivo asegurable selecciona un nivel de cobertura y paga una parte de la prima (o ninguna en el caso de cobertura por desastre natural), que aumenta en la medida en que aumenta el nivel de la cobertura. El gobierno federal paga el resto de la prima, alrededor del 60 % del total y las pólizas de seguro son vendidas y mantenidas completamente a través de 16 empresas privadas de seguros. Asimismo las pérdidas de las compañías están reaseguradas por el USDA y sus costos administrativos y operativos son reembolsados por el gobierno federal. En 2010 el “*Federal Crop Insurance*” cubrió 255 millones de acres, La mayor parte de los cultivos cubiertos en la mayoría de condados son: el Maíz, la soja, el trigo y el algodón, que representan las tres cuartas partes de los acres inscritos en el seguro de cultivos (dos de los principales inputs energéticos para producir biocarburantes en EEUU). El costo del gobierno originado por el aseguramiento de los cultivos se ha incrementado notablemente pasando de entre \$2100 y \$3100 millones entre el periodo fiscal 2000-2006 a casi alcanzar los \$7300 millones en 2009. En 2010 el costo total cayó a \$3700 millones siguiendo la caída de precios de los cultivos (Shields, 2010).

Muchas de las provisiones de ayudas establecidas en la “*Food Conservation and Energy Act*” del 2008 han expirado en setiembre del 2012 y otras expirarán a final del 2012, pero todas dejarían de

funcionar por completo a menos que sean reautorizadas en la próxima *"Farm Bill"*.⁶⁵² En otros casos, las nuevas ayudas programadas no pueden iniciarse ya sea por falta de autoridad del programa o por falta de fondos disponibles. En el 112º congreso se han considerado muchas opciones para abordar la reautorización de las *"Farm Bill"*. El senado aprobó su versión de la *"Farm Bill"* en junio del 2012. La línea base del presupuesto establecida por la Oficina de Presupuesto del Congreso en marzo del 2012, estima que cerca de \$993000 millones de gastos obligatorios estarán disponibles para los programas de la *"Farm Bill"* en la década 2013-2022. Dentro del total, un estimado de \$772000 millones estará disponible para el *"Supplemental Nutrition Assistance Program"*, como parte del título dedicado a la nutrición. Otros, \$154000 estarán disponibles para las ayudas a los precios de los productos agrícolas y para el seguro de los cultivos, y \$64000 millones para conservación agrícola.⁶⁵³

La promulgación en 2014 de la Agricultural Act o la nueva *"Farm Bill"* (*Public Law 113-79*) finalmente extendería los programas de ayudas a los biocarburantes y a los cultivos energéticos comprometidos en su producción, siguiendo los cambios regulatorios establecidos por la *"Farm Bill"* del 2008 y la EISA-2007 en relación con las política de ayudas a carburantes de segunda generación.

Como podemos observar, gran parte de las ayudas a la agricultura derivan indirectamente en ayudas a la producción de biocarburantes. Las ayudas a los cereales como el maíz, la principal materia prima utilizada para la producción de etanol, así como las ayudas a la soja, la principal materia prima para la producción de biodiesel, posibilitan a los productores de etanol y biodiesel, reducir gran parte de los costos y riesgos relacionados con la producción de materias primas destinadas al sector agroenergético que en condiciones de mercado serían mucho mayores.

III.2.3.2.5. Panorama de las ayudas a los biocarburantes a nivel estatal

A nivel estatal hemos observado que más del 50 % de los Estados establecen ayudas directas relacionadas con la promoción del mercado de biocarburantes. El etanol y el biodiesel son los biocarburantes que más ayudas reciben a este nivel de gobierno. Los incentivos económicos en la forma de préstamos directos, garantías de préstamos y de arrendamientos, se aplican en el 32 % de los Estados, un porcentaje menor que en el caso de las subvenciones a fondo perdido. Del análisis de la regulación del sector a nivel estatal podemos observar los siguientes patrones y rasgos de las ayudas.⁶⁵⁴

Desde el punto de vista de la distribución de la producción, las ayudas directas se enfocan en el desarrollo de la infraestructura necesaria para la expansión de la red de suministro de

⁶⁵² Aunque no se ha utilizado recientemente, el sistema norteamericano de protección puede funcionar mediante las disposición de recursos federales a través del USDA, dado que existe una base legal permanente al que se puede recurrir cuando las legislación específica que contiene las ayudas al sector agrícola de las *"Farm bills"* no acaba de promulgarse (Johnson & Monke, 2012).

⁶⁵³ En la Casa Blanca otro proyecto de la nueva *"Farm Bill"* (H.R: 6083) fue aprobado por el Comité de Agricultura de la Casa Blanca y espera ser considerado por el pleno de la Cámara de Representantes. El Congreso por su parte, también ha venido considerando algunas opciones para extender la actual *"Food Conservation and Energy Act"* del 2008, muchas de estas han quedado reflejadas en la *Agricultural Act of 2014* (*Public Law 113-79*).

⁶⁵⁴ Ver: (US DOE, 2012h).

biocarburantes. Las instalaciones de mezcla y el almacenamiento de los biocarburantes, la distribución mayorista, el despliegue de las estaciones de suministro minorista de biocarburantes, como bombas de abastecimiento y estaciones de servicio, todavía son el cuello de botella que obstaculiza un mayor uso de los biocarburantes, por lo que son también objeto de ayudas estatales. Las subvenciones otorgadas a los particulares para incentivar el despliegue de los negocios alrededor de estas fases de la cadena de valor de los biocarburantes denotan que aún con las medidas adoptadas para su producción y uso a nivel federal, el grado de incertidumbre y aversión al riesgo en el sector privado limita las inversiones en la fase de distribución y suministro del biocarburantes, situación que es un obstáculo a la expansión de suministro al por menor, especialmente de altas mezclas como el E85 e inclusive de menor proporción como el E15.

Las ayudas en forma de préstamos subvencionados y las garantías de préstamos, también vienen siendo utilizadas por los gobiernos estatales para fomentar el desarrollo de las infraestructuras de abastecimiento. En muchos de estos Estados se promociona la inversión en estaciones de suministro, bombas, equipo de adaptación para el suministro de carburantes renovales y biocarburantes, así como todos los proyectos relacionados con la expansión de la red de abastecimiento para la comercialización minorista de carburantes alternativos.

Muchos de los programas de subvenciones establecen incentivos para la producción de energías renovables, un concepto genérico que incluye, entre otras posibilidades y rutas tecnológicas de energías renovables para el transporte, el uso de biocarburantes. La diferencia en el énfasis de las medidas de promoción parece estar condicionada por el desarrollo de la industria a nivel estatal y la disponibilidad de materias primas. Esto puede determinar también la disposición de las subvenciones para la promoción de la producción bioenergía y uso de biomasa renovable en el transporte desde biocarburantes de primera generación, hasta biocarburantes avanzados, especialmente los derivados de celulosa, hemicelulosa, lignina y otros materiales biológicos de naturaleza similar. No obstante, los préstamos subvencionados y garantías de préstamos también se vienen utilizando para incrementar la oferta, incentivando la producción de carburantes alternativos, como el etanol y el biodiesel de primera generación, así como la oferta de carburantes avanzados obtenidos de celulosa y otros materiales biológicos que importan nuevas y más costosas rutas tecnológicas.

En conexión con la promoción de la oferta de carburantes y vehículos AFVs, las subvenciones al I+D+I también representan importantes incentivos para el desarrollo del mercado y se encuentran aplicadas al desarrollo de carburantes alternativos y nuevas rutas tecnológicas (no solo biodiesel, etanol y biocarburantes avanzados). Algunas de estas ayudas están más enfocadas en las fases de investigación y desarrollo, mientras que otras se dirigen a promover el despliegue comercial. En algunos Estados los incentivos económicos en la formas de préstamos y garantías de préstamos, también se utilizan como instrumentos de política pública para fomentar la Investigación y desarrollo de carburantes alternativos, carburantes avanzados y vehículos AFVs.

En el caso de la promoción del consumo, los préstamos subvencionados y las garantías de préstamos se enfocan en ampliar la demanda de carburantes alternativos a través de la transformación del parque automotor, fomentando el reemplazo de vehículos convencionales de consumo de carburantes fósiles por vehículos de consumo de carburantes alternativos, AFVs. Dentro del

concepto de vehículo AFV se encuentran los vehículos de consumo flexible FFV que consumen grandes mezclas de etanol (E85). Aunque en muchos estados se utilizan estos instrumentos para incrementar el número de vehículos de consumo de carburantes alternativos o AFVs, en otros estados se opta por la aplicación de ayudas directas para la adquisición, conversión y adaptación de las flotas, con el fin ampliar la demanda de consumo de carburantes alternativos.

En otros estados las medidas de estímulo al mercado de vehículos AFVs, se realiza principalmente mediante la asistencia técnica y económica para la producción de los vehículos, la educación e información sobre las ventajas en las adquisiciones de estos. En menor medida, se vienen utilizando incentivos en la forma de devoluciones y reembolsos para la adquisición de los vehículos, descuentos aplicados para algunos gastos administrativos puntuales de los adquirentes de AFVs, ayudas para la adaptación, los costes de operación y mantenimiento de buses que consumen biocarburantes, así como medidas de apoyo a la I+D+I para las mejoras tecnológicas relacionadas con su uso.

Tanto las subvenciones directas como los préstamos, son menos utilizados para favorecer el consumo directo de carburantes alternativos. Los pocos que se aplican se dan en el marco de políticas de protección de medioambiente, tanto para la reducción de emisiones de GEI como para la reducción directa del consumo de derivados del petróleo; por ejemplo mediante el incremento del uso de biodiesel en transporte público de autobuses.

Alrededor el 30 % de los Estados establecen algún otro tipo de programa de ayudas para la producción biocarburantes. Desde el punto de vista de la producción, hay ayudas establecidas en la forma de pagos a los productores de etanol o biodiesel, así como en la forma de créditos contra las obligaciones medioambientales de los gobiernos locales como Condados y Ciudades. Desde el punto de vista del consumo se viene aplicando descuentos para la compra (uso) de biocarburantes. Tanto los descuentos para el uso de mezclas de baja proporción de biocarburantes, como el etanol E10 o el biodiesel B2 o B5, como los descuentos aplicados para el uso de mezclas de alta proporción como etanol E85 o biodiesel B20 o mayores; vienen siendo, para algunos Estados, los instrumentos más directos para promover la demanda de consumo.

Cabe reiterar que las medidas de apoyo entre las agencias del sector público y las destinadas al sector privado con el fin de expandir el mercado de biocarburantes, se dan en un conjunción con una gama de medidas que buscan promocionar la diversificación energética desde una serie de alternativas no únicamente vinculadas con los carburantes líquidos obtenidos de biomasa. Estas medidas están más bien relacionadas con las ventajas comparativas, capacidades y las necesidades de los Estados. Aunque a nivel federal posemos observar un apoyo más homogéneo, aunque no único, en relación con las opciones de sustitución del petróleo importado, (principalmente con etanol y biodiesel), en los estados las medidas de apoyo a todas las clases de energías renovables se inclinan por una política de diversificación energética más acorde con el uso y explotación de los recursos naturales y ventajas locales, inclusive establecen políticas de apoyo de distintas rutas tecnológicas que todavía no entran en la etapa de comercialización.

En muchos Estados, desde el sector privado y a través de las empresas de servicios públicos, se vienen apoyando el uso de la electricidad y el gas natural en el transporte. Las medidas inciden en el desarrollo de la demanda, a través de la promoción de la adquisición o transformación de vehículos para el consumo de carburantes alternativos en el transporte. Asimismo, muchas de estas políticas buscan reducir los costes para el uso de vehículos eléctricos, vehículos híbridos, vehículo a gas natural y a propano. Otros objetivos de ayudas son el desarrollo de la infraestructura de redes de abastecimiento de estas fuentes alternativas, como equipos de suministro, bombas etc., que sean necesarias para el despliegue del consumo minorista. Asimismo, la asistencia técnica para las empresas que deciden invertir en las distintas etapas de la cadena de valor de estas tecnologías alternativas; así como para el entrenamiento de personal técnico especializado y las difusión educativa y empresarial de información relacionadas con estas fuentes energéticas, son promovidas mediante ayudas Estatales.

En el anexo del capítulo III podemos observar los principales instrumentos económicos aplicados a nivel estadual de donde hemos extraído la información para analizar las medidas de promoción de biocarburantes en forma ayudas del Estado no fiscales.

III.2.4. Medidas vinculadas al Comercio Internacional de biocarburantes

Como parte del abanico de medidas adoptadas en EEUU con el fin de promover la industria nacional de biocarburantes se han venido estableciendo una serie de medidas que afectan el comercio de biocarburantes con otros países. Entre estas medidas están: las destinadas a regular la entrada de biocarburantes importados en la forma de aranceles y derechos especiales a la importación; las que están enfocadas en el cumplimiento de algunos estándares técnicos (que incluyen el cumplimiento de ciertos requisitos relacionados con las propiedades físicas de los biocarburantes o de sus mezclas para su comercialización y uso), y las que establecen unos estándares mínimos de protección ambiental. En principio cualquiera de estas medidas podrían constituir serias barreras al comercio internacional de biocarburantes. Además, las mismas barreras que afectan el comercio internacional están vinculadas a los objetivos de la política energética, medioambiental, así como a la propia política agrícola estadounidense, sirviendo en muchos casos como medidas encubiertas de proteccionismo del sector. Asimismo, la política comercial de protección del sector de los biocarburantes de EEUU, se enmarca en un contexto internacional de liberalización lenta pero progresiva de los mercados de productos agrícolas impulsado por la Organización Mundial del Comercio. Con estas restricciones en el plano internacional, el establecimiento de barreras al comercio de biocarburantes, así como de ayudas estatales además de ser una estrategia energético-ambiental, se convierte en una forma indirecta de apoyo al sector agroindustrial, preocupado más por la creciente competencia en el mercado internacional de productos alimentarios, que en los desafíos que plantea la política energética o ambiental. El alcance de estos instrumentos, revela en gran medida los modelos de desarrollo del sector y determinan finalmente la distribución de los beneficios y los costes de la elección de determinadas rutas tecnológicas relacionadas con los biocarburantes y otras fuentes de energías renovables.

III.2.4.1. Barreras arancelarias

Para promover la producción doméstica de etanol en EEUU, el gobierno ha venido subsidiando las mezclas de gasolina y etanol, con incentivos fiscales aplicados a nivel federal. Como este incentivo no discrimina el origen de la producción del etanol se aplica un arancel especial a la mayoría de importaciones de etanol para compensar los incentivos fiscales otorgados a los productores nacionales de etanol.

De acuerdo con Koplow (2006) el mantenimiento de los precios del etanol en el mercado interno de EEUU, así como los aranceles aplicados al etanol importado,⁶⁵⁵ tiene una fuerte relación con el nivel de protección comercial establecido por el gobierno federal para el sector agrícola. En el caso del etanol hay dos niveles de protección arancelaria. El primer nivel, se trata de una barrera económica aplicada de manera general y vinculante de acuerdo con las normas de nación más favorecida de la OMC, siendo un tipo de arancel de 2,5 % aplicado *“ad valorem”* sobre las importaciones de alcohol etílico sin desnaturalizar (con 80 % o más volumen de alcohol). En el caso del alcohol etílico desnaturalizado se aplica un arancel del 1,9 % *“ad valorem”*.

El segundo nivel se trata de un arancel especial al etanol usado como carburante. Desde 1980 se han venido estableciendo barreras arancelarias suplementarias o especiales sobre el alcohol importado, cuando éste se destine a la producción de etanol carburante. Desde la *“Omnibus Reconciliation Act”* de 1980, se aplicaron unos aranceles suplementarios a las importaciones de hasta \$0,50 por galón de etanol producido en el extranjero. Como uno de los principales motivos de los créditos fiscales establecidos en la *“Energy Policy Act”* de 1978 era beneficiar la industria nacional de etanol, el Congreso modificó el programa de tarifas de EEUU estableciendo un arancel adicional al etanol equivalente a la cantidad de la ayuda.⁶⁵⁶

Para los productores estadounidenses de etanol, los aranceles suplementarios fueron creados con el fin de compensar los créditos al impuesto selectivo que beneficiaban finalmente a los refinadores del petróleo cuando el etanol, importado o doméstico era mezclado con gasolina. Estos consideraban que no se trata de medidas para subsidiar y proteger solamente a la industria doméstica de etanol, sino que el propósito de los aranceles es evitar que los impuestos de los contribuyentes subsidien la industria extranjera de etanol (como podría ser el caso de la industria brasileña).⁶⁵⁷

Para Hartley (2006), por el contrario, se trata de un impuesto demasiado proteccionista dado que el arancel venía siendo aplicado volumétricamente a toda la mezcla, incluyendo el alcohol etílico

⁶⁵⁵ Principalmente el brasileño que al tener un sistema de producción más eficiente a partir del uso de la caña de azúcar como materia prima, resulta más económico y competitivo que el etanol producido con maíz en EEUU.

⁶⁵⁶ Ver: Public Law 96-499: Omnibus reconciliation Act of 1980

⁶⁵⁷ De Acuerdo (Koplow, 2006), el senador Hollings de Carolina del Sur aseveró en julio de 1980 que: “El incremento del arancel a 40 céntimos por galón (aplicado al etanol) compensaría el beneficio del 40 céntimos disponibles para etanol importado como resultado de la exención al impuesto selectivo y del crédito fiscal de 40 céntimos.” Este arancel fue incrementado a \$0,60 por galón de etanol importado en la *“Deficit Reduction Act”* de 1984”.

desnaturalizado (lo que implica gravar el desnaturalizante como si fuera etanol), por lo que el arancel hacía mucho más que compensar el efecto perverso del subsidio indirecto a la industria petrolera. El resultado final, considera el autor, es que estas barreras arancelarias especiales han limitado considerablemente las importaciones de etanol al mercado estadounidense.⁶⁵⁸

De acuerdo con el título 19 capítulo 18 del USC, actualmente la obligación de pago de aranceles especiales sobre las importaciones de alcohol etílico para fines carburantes ha expirado. Sin embargo, estas barreras económicas habían alcanzado los \$0,54 centavos por galón de etanol hasta diciembre del 2011, constituyendo una de las más significativas medidas aplicadas sobre el mercado internacional de biocarburantes.

En el caso del biodiesel se aplica un arancel “*ad valorem*” de 4,5 % y como hemos señalado anteriormente, el incentivo fiscal a los mezcladores se había establecido en \$1 por galón de biodiesel. Dado que los créditos fiscales no distinguen entre las fuentes o destino del biodiesel, esto ha dado como resultado una situación donde los *mezcladores* nacionales acceden a los créditos fiscales para el biodiesel producido en el extranjero, así como a los créditos para el biodiesel producido domésticamente que es destinado a la exportación. Esta especie de laguna jurídica permitía a los productores de biodiesel usar el crédito fiscal para exportar a Europa mezclas de 1 % de diésel y 99 % de biodiesel, hasta que los países de la UE observaron que por cada 1000 galones de diésel ingresaban millones de biodiesel, por lo que decidieron establecer medidas compensatorias contra el biodiesel exportado desde EEUU.⁶⁵⁹

Este vacío legal Conocido como “*Splash and Dash*”, permitía que pequeñas cantidades de petróleo diésel mezcladas en un puerto de EEUU con biodiesel proveniente de países como Malasia o Argentina, puedan calificar para el crédito fiscal otorgado en Estados Unidos. Luego de beneficiarse del crédito fiscal estadounidense, el buque de carga conteniendo la mezcla al 99 % de biodiesel podría beneficiarse seguidamente de los créditos fiscales otorgados por la UE, recibiendo tanto subsidios en EEUU como en la UE. Muchos exportadores de países como Malasia, Brasil y Argentina, así como importadores estadounidenses se beneficiaron de la laguna jurídica, generando serias pérdidas a los productores de la Unión Europea. Como respuesta, la “*Energy Improvement and Extension Act*” del 2008 establecería límites a la aplicación del beneficio fiscal, estableciendo que ningún crédito será otorgado al biodiesel que no sea producido en EEUU y cuya finalidad sea ser consumido en EEUU, o en el caso de las importaciones, que estas entren en el mercado estadounidense para ser consumidas en el país.⁶⁶⁰

III.2.4.2. Tratados comerciales preferenciales que regulan el comercio internacional de biocarburantes

EEUU mantiene varios tratados comerciales preferenciales bajo los cuales los exportadores de biocarburantes acceden al mercado estadounidense, después de cumplir los requisitos específicos

⁶⁵⁸ Ver: *Hartley, Ben, Joint Committee on Taxation, citado por (Koplow, 2006).*

⁶⁵⁹ Los productores de la UE consideraron que con un coste entre €100 y €150 menor por cada tonelada métricas de mezclas de 99 % de biodiesel se estaba afectando ilegalmente la competencia en el mercado de la UE a través del Dumping de las mezclas importadas de biodiesel.

⁶⁶⁰ Ver: *Public Law 110-343, Division B- Energy Improvement and Extension Act of 2008*

para la participación de los países establecidos en cada acuerdo comercial. Entre estos tratados podemos mencionar:

- *“Caribbean Basin Initiative-CBI”,*
- *“African Growth and Opportunities Act-AGOA”,*
- *“Generalized System of Preferences-GSP”,*
- *“Andean Trade preferences Act-ATPA”,*
- *“North American Free Trade Agreement-NAFTA”,* y
- *“Central America Free Trade Agreement-CAFTA”.*

Asimismo, la iniciativa conjunta con Brasil para desarrollar biorrefinerías principalmente para el consumo doméstico en El Salvador, Haití, y St. Kitts y Nevis, así como los tratados de Libre Comercio celebrados con Perú, Colombia, Malasia e Indonesia, representan los TLC más importantes en relación con las potenciales importaciones de biocarburantes en EEUU.

A pesar de las barreras arancelarias que reducen las ventajas competitivas de los exportadores de etanol, el etanol hidratado producido en otros países puede triangular su ruta de entrada al mercado estadounidense, pasando por plantas deshidratadoras de etanol de alguno de los países que mantiene un acceso preferencial al mercado de EEUU, para su reprocesamiento y posterior exportación libre de aranceles. Incluso, si la mayor parte del proceso de producción fuese realizado en terceros países y solamente la última parte del proceso de obtención del producto, (como la deshidratación del etanol) es realizada en alguno de los países con trato comercial preferente, el etanol producido en terceros países (como en el caso del etanol brasileño) podía evitar las barreras económicas establecidas para la protección de la industria de etanol estadounidense. Este es el caso de países con tratados preferenciales que pueden exportar etanol para su uso como carburante libre de aranceles. Los principales instrumentos de esta naturaleza usados para exportar etanol a EEUU por volumen de comercio han sido el *CBI* y el *CAFTA*.

La Iniciativa para la Cuenca del Caribe (CBI), fue Establecida en 1983 para promover la estabilidad política y económica de la región. Como parte de la CBI, se estableció un arancel libre para una amplia gama de productos de los países de la cuenca, entre los que se incluye, bajo ciertas condiciones, el etanol. En el caso de que el etanol fuera producido con al menos el 50 % de materias primas locales, como por ejemplo el etanol obtenido de caña de azúcar cultivada en los países beneficiarios, el tratado permite que las exportaciones de estos países entren libres de aranceles. En el caso de que el contenido de las materias primas producidas localmente sea menor se aplicarían limitaciones sobre la cantidad de etanol que puede entrar libre de aranceles. A pesar de esto, hasta el 7 % del mercado de EEUU puede ser abastecido libre de aranceles bajo el CBI, incluso sin usar materias primas locales. En este caso, el etanol hidratado como el brasileño, que puede ser enviado a plantas de deshidratación en algún país del CBI para su reprocesamiento. Después que el etanol es deshidratado, es importado libre de aranceles a EEUU (Yacobucci, 2008).

La mayoría del etanol importado que ha entrado libre de aranceles proviene de países signatarios del CBI. Los importadores de etanol solo deben seguir las mismas regulaciones que los productores domésticos, incluyendo el registro con el IRS de EEUU.⁶⁶¹

Asimismo, bajo el Tratado de Libre Comercio para América Central-CAFTA se establecen asignaciones específicas para Costa Rica y el Salvador, sobre el tope total de 7 % establecido para el CBI. Estas asignaciones limitan efectivamente la cantidad de las exportaciones de los demás países signatarios del CBI. Por ejemplo, la asignación inicial de Costa Rica es de 31 millones de galones anuales, mientras que la asignación del Salvador es de 1,3 millones por año. En vista de la gran expansión de la demanda de los últimos años, como consecuencia de las políticas de promoción del uso de biocarburantes en el transporte, los productores locales consideran que las importaciones de etanol provenientes del tratado preferencial del CBI se puedan incrementar dramáticamente, afectando su cuota en el mercado en EEUU (Yacobucci, 2008).

Además de las preocupaciones sobre las importaciones libres de aranceles a través de los países del CBI, los productores locales de EEUU también consideran que gran parte de la proporción de etanol, que de otra manera estaría sujeta a aranceles, viene siendo importada libre de aranceles a través una fisura jurídica de la regulación conocida como el “reembolso de fabricación”. Esto significa que, si un fabricante importa productos intermedios para luego exportar los productos manufacturados finales, el fabricante puede ser elegible para un reembolso de fabricación de hasta el 99 % de los derechos pagados. Durante años, la racionalidad del reembolso ha sido apoyar los fabricantes y al desarrollo del comercio de EEUU, permitiéndoles competir en los mercados internacionales sin la desventaja de incluir dentro de sus costes los derechos arancelarios pagados por la mercadería utilizada. En el caso del etanol carburante, el etanol importado es usado como un componente de la mezcla con gasolina, y en el caso del Jet Fuel es exportado para calificar para el reembolso de fabricación, por lo que representaba una vía alternativa por la que los exportadores que produzcan etanol fuera de las fronteras de los EEUU puedan entrar en el mercado, evitando pagar los aranceles a las importaciones.⁶⁶² Esta fisura legal fue muy utilizada por grandes exportadores de etanol de Brasil hasta 2008, año en que la norma fue modificada.⁶⁶³

Asimismo, bajo el ATPA firmado en 1991, se extendió el trato preferencial a los países Andinos como Bolivia, Ecuador, Colombia y Perú, con el fin de luchar contra el tráfico ilícito de drogas, al expandir sus alternativas económicas de exportación. El programa ofrecía un tratamiento libre de aranceles hasta el 31 julio de 2013 para ciertas importaciones de productos como los biocarburantes en tanto se cumplan ciertos requerimientos. El incremento de la inversión en etanol ha sido considerado como uno de los principales efectos del ATPA por la Comisión Internacional de Comercio de EEUU en

⁶⁶¹ Ver: (USITC, 2012).

⁶⁶² Ver: *USC Title 19, Sec-1313(p)*.

⁶⁶³ Con la promulgación de la FCEA-2008, la sección 313 (p) de la Ley de Aranceles de 1930 fue modificada para introducir una regla especial en el caso del alcohol etílico, mediante la cual se establece que ningún pago de derechos bajo la nomenclatura 9901.00.50 del Arancel Armonizado de EEUU sobre las importaciones de alcohol etílico o una mezcla de alcohol etílico, puede ser reembolsado si el artículo exportado sobre el cual se base el reembolso de fabricación no contiene alcohol etílico o una mezcla de alcohol etílico. Ver: *Public Law 110-246-sec-15334*.

2005. Cabe resaltar que los países andinos como Colombia o Ecuador tienen muchas ventajas climáticas para la producción de etanol mientras que Perú y Bolivia para producir Biodiesel.⁶⁶⁴

El AGOA, promulgado en el año 2000 y con vigencia hasta el año 2015, extiende las preferencias arancelarias a 48 países de África subsahariana. Se trata de una modificación del GSP de EEUU que establece preferencias arancelarias a los productos considerados “sensibles” en el marco del sistema generalizado de preferencias. Para acceder libre de aranceles al mercado norteamericano se establecen una serie de condiciones por productos y por países. La mayoría de las condiciones se relacionan con el establecimiento de un sistema de economía de mercado, la remoción de las barreras al comercio y la Inversión con EEUU, el establecimiento del Estado de Derecho, esfuerzos de lucha contra la corrupción, la protección de la propiedad intelectual y el establecimiento de políticas de reconocimiento de los derechos internacionalmente reconocidos de los trabajadores, así como el establecimiento de políticas de reducción de la pobreza.⁶⁶⁵

Aunque en teoría no hay barreras para la importación de etanol o biodiesel bajo el AGOA, los volúmenes del comercio han sido mínimos. Los países de África del sur tienen importantes ventajas para el desarrollo de etanol obtenido de caña de azúcar y otras materias primas, así como biodiesel de *Jatropha* y de palma aceitera. Las inversiones para la producción de biocarburantes se han incrementado notablemente con la participación de la UE o China, como consecuencia, la mayor parte de la producción se destina principalmente también a estos mercados (Earley, 2009).

En el caso del biodiesel, los “*Free Trade Agreements-FTAs*” son las vías mediante las cuales las contrapartes signatarias de los acuerdos comerciales pueden beneficiarse de la entrada al mercado de EEUU, libre del pago de aranceles y de acuerdo a las especificaciones propias de cada tratado comercial. Entre los países que se pueden beneficiar del libre acceso al mercado estadounidense se encuentran: Los Países de Mesoamérica y el Caribe; los países del NAFTA, México Canadá; otros países con tratados preferenciales y de libre comercio como Australia, Bahrein, Chile, Israel, Jordania, Marruecos, Omán, Perú y Singapur. Asimismo, mediante el Sistema Generalizado de Preferencias comerciales de EEUU, todas las exportaciones de los productos comprendidos en el programa para países en vías de desarrollo, o países con menor grado de desarrollo, pueden entrar libre de aranceles y otros derechos a la importación. Los primeros se benefician de una lista de 3600 productos mientras que los segundos, de una lista de 1700 productos adicionales, y en el caso de algún acuerdo, de un sistema de cuotas. Entre estos productos se encuentra el Biodiesel. Cabe resaltar que grandes países productores de biodiesel como Indonesia o Argentina, que en principio calificarían como países en vías de desarrollo, se encuentran excluidos del Sistema generalizado de preferencias.⁶⁶⁶

⁶⁶⁴ Ver. *House Report 112-237, Sec-501*.

⁶⁶⁵ Para ser beneficiarios del sistema, los países tampoco pueden realizar actividades que atenten contra la seguridad nacional de EEUU o sus intereses políticos en el extranjero, ni adoptar medidas abiertamente violatorias de los derechos humanos, ni apoyar actos de terrorismo internacional, y deben implementar compromisos para eliminar las peores formas de trabajo infantil. Ver: *Public law 106-200, African Growth and Opportunity Act of 2000*.

⁶⁶⁶ Ver: (USITC, 2012) y (US DHS, 2012).

El GSP de EEUU establecido en 1974, requiere una serie de condiciones a los países beneficiarios. Entre estas condiciones requiere que ofrezcan un acceso razonable a los bienes y servicios estadounidenses, que eduzcan las políticas de inversión que distorsionan el comercio, que eliminen las prácticas de exportaciones que distorsionan el mercado, y aseguren los derechos reconocidos internacionalmente a los trabajadores para que puedan beneficiarse del programa. Los países beneficiarios son aquellos con un ingreso bruto per-cápita por debajo de los niveles de los países desarrollados establecidos por el Banco Mundial. Algunos productos considerados sensibles se encuentran fuera del programa.⁶⁶⁷

III.2.4.3. Barreras no arancelarias

Las barreras no arancelarias que afectan el comercio internacional de biocarburantes pueden separarse en estándares técnicos y estándares de sostenibilidad. Aunque estas dos clases de estándares están relacionados en mayor o menor medida con aspectos medioambientales, su desarrollo ha avanzado por caminos diferentes. La industria del petróleo es una industria fuertemente regulada cuyos productos están sujetos a una serie de estándares y regulaciones técnicas en cada país. Además, a diferencia de los productos agrícolas básicos, para los cuales los aranceles aplicados a las importaciones son altos, en el caso de los productos energéticos los aranceles suelen ser normalmente bajos, aunque las barreras técnicas regulatorias, por el contrario, suelen ser bastante exigentes.

–Los estándares técnicos

Los estándares técnicos vinculados a los biocarburantes incluyen aquellos requerimientos importantes para las mezclas y otros relacionados con las propiedades físicas de los biocarburantes, y dado que se trata de regulaciones técnicas de obligatorio cumplimiento, los estándares tienen el potencial de ser usados políticamente como barreras de acceso a las importaciones. Entre los más importantes esfuerzos para normalizar los estándares técnicos, se encuentra la iniciativa de normalización de estándares técnicos entre Brasil, EEUU y la UE. El resultado de la iniciativa fue publicado en un *“White Paper”*, y en una hoja de ruta para la normalización de los estándares y la reducción de barreras al comercio.

Estos informes han concluido que hay diferencias significativas entre los estándares técnicos aplicados a los biocarburantes en estos tres países. Mientras que en el caso del etanol no hay impedimentos importantes al comercio que emerjan de los estándares técnicos, en caso del biodiesel existen diferencias significativas entre los países, principalmente originadas de las diferencias regionales de la producción y uso, así como de divergentes métodos de medición. De las 24 especificaciones encontradas por el grupo de trabajo para el biodiesel, se encontraron 10 diferencias significativas. Sin embargo, el reporte determina que los estándares técnicos estadounidenses para los biocarburantes no parecen constituir barreras al comercio, como podría ser el caso de los estándares técnicos sobre el contenido de yodo que impone la UE a las importaciones. Estas incluyen especificaciones relacionadas con el contenido de azufre, la

⁶⁶⁷ Esta exclusión del programa incluye muchos productos agrícolas. Asimismo, las exportaciones de los productos agrícolas son objetos de límites cuantitativos cuando se establecen cuotas. El GSP fue expandido en 1997 para brindar beneficios adicionales a los países menos desarrollados, aunque muchos productos agrícolas permanecieron excluidos del acceso preferencial al mercado estadounidense. Ver: *Public Law 93-618: Trade Law of 1974* y (US EOP, 2012).

operatividad en climas fríos, el número de Cetano, la estabilidad de la oxigenación, la densidad la viscosidad cinemática, el número de yodo, el contenido de ácido linoleico poliinsaturado y el éster metílico. En el caso del etanol, el grupo de trabajo encontró que las mayores diferencias en los requerimientos están relacionadas con el contenido de agua.⁶⁶⁸

Mientras que a nivel federal el diseño de los estándares técnicos y medidas regulatorias de similar naturaleza no afectan de un modo discriminatorio a los biocarburantes importados, a nivel estatal se pueden encontrar medidas abiertamente discriminatorias con los biocarburantes importados, vulnerando potencialmente el Acuerdo sobre Barreras Técnicas al Comercio "*Technical Barriers To Trade o TBT-Agreement*", que requiere igualdad de trato nacional a los productos importados en relación con las regulaciones técnicas. Los estándares técnicos que serían inconsistentes con las provisiones del "*TBT-Agreement*", serían aquellos que apliquen un trato diferenciado sobre las importaciones con el fin de favorecer a los productores nacionales.

En este sentido, la discriminación basada en el desempeño de diferentes materias primas podría representar algún problema de inconsistencia con el "*TBT-Agreement*". Sin embargo, las distinciones que contiene la regulación de los estándares técnicos relacionados con el desempeño de las materias primas, por el contrario, favorece las importaciones (éste es el caso del etanol de caña de azúcar y del biodiesel producido de palma aceitera). Por tanto, a nivel federal es difícil argumentar que los estándares técnicos de EEUU puedan constituir una violación de las provisiones de los tratados de la OMC. En el caso de la proliferación de estándares técnicos establecidos a nivel estatal, está claro que muchos de ellos son abiertamente discriminatorios en el trato de las importaciones y en los casos donde el mercado sea lo suficientemente grande, podría representar una violación de las normas del *TBT-Agreement* (Earley, 2009).

–Estándares de sostenibilidad

Como hemos observado líneas arriba, dentro del estándar de uso de carburantes renovables RFS se establece un requerimiento de sostenibilidad para los carburantes renovables y biocarburantes mediante el análisis en el modelo de Ciclo de Vida de las emisiones de gases de efecto invernadero conocido como LCA. En general, las emisiones de GEI de los carburantes renovables que cuenten para la obligaciones de uso deben ser menores que el promedio de emisiones de GEI en 2005 de la gasolina y el diésel que estos desplazan. Cuatro diferentes umbrales de reducciones son requeridos para los cuatro diferentes estándares RFS2. La EISA delega en la EPA la evaluación de la cantidad agregada de emisiones de GEI mediante el uso del modelo LCA. La EPA regula los estándares que afectan tanto a la producción nacional como también a las importaciones. A nivel estatal, estados como California han aplicado sus propios estándares control de emisiones de LCA y otros estados como Massachusetts están implementando sus propios estándares de control de emisiones de carbono en forma paralela a las regulaciones de la EPA.⁶⁶⁹

La capacidad de los reguladores nacionales o estatales de establecer estándares medioambientales de producción y de imponerlos como precondiciones a las importaciones, especialmente cuando las condiciones de producción presentan grandes diferencias de país a país, ha sido materia de numerosas disputas a nivel de la OMC. En principio, los estándares de sostenibilidad no deben prohibir las importaciones de biocarburantes que no cumplan los estándares, de otro modo sería

⁶⁶⁸ Ver: (Tripartite Task Force of Brazil, European Union and United States of America , 2007).

⁶⁶⁹ Ver: *Public Law 110-140: Energy Independence and Security Act of 2007*.

una barrera técnica prohibida por el “*TBT-Agreement*”, a menos que se trate de una excepción prevista en el GATT. Diferente sería si a un biocombustible se le permitiera ingresar al país y luego que este no calificara para recibir los beneficios de las políticas de promoción de biocombustibles por no cumplir ciertos estándares de sostenibilidad. En este caso podría haber una contravención del artículo III del GATT referido al trato nacional no discriminatorio, aunque algunos consideran que la elegibilidad para los incentivos podría diferir de la imposición de cargas e impuestos. Los estándares tampoco pueden discriminar en la forma en que son formulados o aplicados. Podría ser considerado discriminatorio, el establecer un estándar sin la participación de los principales grupos interesados, en el caso de que se trate de un tema global o compartido. En este sentido, si el biodiesel de palma aceitera de indonesia debe ser evaluado por los importadores de combustibles de California, entonces los productores indonesios debieran ser consultados sobre que estándares ambientales en LCA que probablemente les serían aplicados.⁶⁷⁰

Asimismo, los estándares de sostenibilidad deben también cumplir los requerimientos de la jurisprudencia de la WTO relacionada con los métodos de procesamiento y producción que no están relacionados con las características de los productos. Bajo el “*TBT-Agreement*”, si la producción sostenible de un biocombustible es un estándar internacional entonces, un país podría ser requerido de implementarlo, a menos que se demuestre que su implementación sea inapropiada. Este procesamiento así como los derivados de acuerdos multilaterales podrían ser más consistentes con las normas de la OMC que en el caso de la implementación unilateral que se aplica a los productores extranjeros (House, Trebilcock, & Eliason, 2013).

De acuerdo con Earley (2009), en EEUU los umbrales de reducciones de emisiones de GEI establecidos para calificar para los incentivos de uso de combustibles renovables del RFS no tienen como objetivos la creación de estándares de sostenibilidad como tales y se aplican tanto a la producción nacional como a las importaciones de la misma forma. Tanto a nivel federal como estatal, los requerimientos aplicables a los biocombustibles avanzados como a los combustibles bajos en emisiones de carbono, se basan en modelos de ciclo de vida-LCA, cuyos valores son establecidos en estándares directamente por los reguladores, o en procedimientos donde en la elaboración de la regulación final del estándar participan, además del regulador, las partes interesadas. Estos estándares de control ambiental dependiendo de cómo hayan sido establecidos podrían entrar en conflicto con las previsiones del GATT. Es posible que el establecimiento unilateral de los umbrales de reducción de emisiones para ser considerado como un biocombustible elegible para cumplir con el estándar RFS-2 puedan ser objetos de disputas en la OMC.⁶⁷¹

Bajo esta perspectiva, los reguladores deberían entonces participar activamente en esfuerzos e iniciativas para acordar estándares sostenibles de producción de biocombustibles a nivel internacional que puedan estar vinculados con las evaluaciones en modelos de ciclo de vida-LCA, así como con los mercados de emisiones de carbono.

⁶⁷⁰ Ver: (Earley, 2009).

⁶⁷¹ En las disputas “Atún-Delfines” y “Camarones-Tortugas” de la OMC, el tribunal de apelaciones determinó que Estados Unidos había establecido estándares que discriminaban en el trato de las importaciones frente a la producción nacional, al tratar de extender de forma unilateral los estándares medioambientales de producción aplicados a la producción doméstica, a otros países, como precondiciones a la importación (en este caso estándares ambientales sobre los métodos de pesca) Ver: (WTO, 2012)

III.2.5. Regulación del mercado de biocarburantes en EEUU: síntesis y análisis global

Desde los años siguientes a la crisis energética de los 1970s ha habido una serie de medidas para incentivar el uso de energías renovables en sector del transporte en EEUU, principalmente para promover el uso etanol carburante obtenido de maíz, así como el biodiesel y otros carburantes renovables. El desarrollo del mercado del etanol carburante obtenido de maíz ha sido el biocarburante predominante entre las opciones de sustitución energética en que se ha enfocado la política de promoción de fuentes alternativas de energía en el transporte, y su evolución está estrechamente relacionada con los factores que afectan el comportamiento de los mercados alimentarios y de productos energéticos para el transporte en EEUU. Tanto la gran capacidad de producción de maíz del "Midwest" estadounidense, como el predominio del consumo de gasolina en el mercado de productos energéticos en el sector del transporte rodado en EEUU, han favorecido su expansión actual.

Las primeras medidas que abrieron el mercado de aditivos de la gasolina al etanol de biomasa (pero principalmente al MTBE) respondían a una política de control de la contaminación medioambiental en las ciudades, derivada en gran medida del uso de Tetra etilo de plomo utilizado como aditivo en la gasolina. La política de reducción del uso del plomo en la gasolina permitió que los productos sustitutos de carácter renovable y no renovable encontraran un nicho de mercado de aditivos. En este nuevo mercado regulado de aditivos de la gasolina el MTBE y en menor medida el etanol, eran los aditivos más utilizados, siendo predominante el uso del etanol en los Estados con mayor capacidad de producción de maíz y el MTBE en todos los demás. El MTBE era además generalmente obtenido de gas natural, siendo un producto más de la industria del refino estadounidense, por lo que su expansión significaba un mayor negocio para la industria energética de carburantes estadounidense.

En este contexto, un instrumento que favoreció la demanda de etanol fue el establecimiento de incentivos fiscales para los mezcladores de gasolina con etanol al 10 %. Así, se establecieron reducciones fiscales sobre el impuesto selectivo a los carburantes para promover el gasohol en el mercado y hacer más competitivo el uso del etanol frente al MTBE en el mercado de aditivos. Estas medidas fueron respaldadas con mecanismos arancelarios de protección en la frontera que encarecían el coste de las importaciones de países con ventajas comparativas en la producción de etanol, como Brasil. Estos incentivos reducían el coste de oportunidad de usar etanol frente al MTBE, pero no lo suficiente como para desplazar considerablemente el consumo de MTBE, que era un producto que presentaba menores costes para la industria del refino en relación al etanol de maíz, que beneficiaba mayormente a la agroindustria de granos estadounidense.

Probablemente el boom de las exportaciones de los años 1970s hayan podido también desincentivar el uso del maíz, para la producción de etanol, así como las inversiones necesarias para expandir la producción, reduciendo el impacto de las medidas federales, que buscaban un mayor uso del etanol en el transporte.

Posteriormente, con el establecimiento de instrumentos de mandato y control en los programas de la EPA se promovió un uso mínimo de oxigenantes de la gasolina, con el fin de contribuir a reducir

las emisiones de monóxido de carbono y ozono derivadas de la combustión de la gasolina, que se daban en paralelo a incentivos fiscales al fomento de productos renovables para el transporte, como el etanol. Aunque hubo un relativo incremento del uso de etanol como aditivo de la gasolina, el MTBE continuaría dominando el mercado, hasta que quedó prohibido por problemas relacionados con la contaminación y deterioro medioambiental.

Como hemos mencionado líneas arriba, desde la mitad de los años 1980s hasta finales de los 1990s los precios del crudo cayeron en el mercado internacional, una situación negativa para el mercado de aditivos renovables como el etanol, normalmente con mayores costes de producción y una menor competitividad en el mercado. La evolución de los bajos costes de la energía durante este periodo pudieron haber afectado el interés del Estado en promover con mayor énfasis una política con la envergadura necesaria para expandir el consumo de biocarburantes en el mercado, aun cuando haya habido un mayor interés por parte del sector agroindustrial de etanol de maíz en mayores políticas para extender su consumo. Esto podría explicar que uno de los principales eventos, con un impacto considerable en el incremento del consumo de etanol en el mercado, haya tenido un objetivo de protección del medioambiente, más que de uno vinculado a la seguridad energética, la prohibición del MTBE.

Aunque el MTBE era un aditivo cuyo uso era aprobado por la EPA, la prohibición de su uso en California, por sus efectos contaminantes de las aguas subterráneas y otros efectos de carácter sanitario relacionado a externalidades con impacto en la salud humana, generó una reacción en cadena que se extendió a muchos Estados de la Federación. Esto produjo un progresivo declive de la cuota de mercado de aditivos del MTBE en favor del etanol, consolidándose como el primer aditivo de la gasolina en el mercado de carburantes estadounidense.

Con el repunte de precios del petróleo y la caída de los precios de las *"commodities"* agrícolas a finales de los 1990s, las políticas de fomento de biocarburantes y en especial de etanol se expandieron notablemente. La inversión de la producción de etanol carburante inició un despegue meteórico mediante una serie de estímulos específicos para el desarrollo de biocarburantes, que se aplicaban en paralelo a las ayudas de la política agrícola. La demanda de aditivos a la gasolina se favorecía de la prohibición del MTBE en el mercado de aditivos y de los estímulos fiscales a las mezclas de gasolina con etanol.

La convergencia entre el interés del sector agrícola en expandir el uso del etanol como medida de salvaguarda ante los problemas de sobreproducción el mercado de productos agrícolas, y el interés del gobierno en reducir el coste de las importaciones de petróleo en el transporte, serían el escenario perfecto para el despliegue de una serie de instrumentos económicos y de mandato y control en favor del desarrollo de los biocarburantes, y un punto de encuentro entre la política energética y agrícola en EEUU. Esta situación de interés mutuo se tradujo en los programas de apoyo a las distintas etapas de la cadena de producción de los biocarburantes liderados por el etanol de maíz, establecidas en leyes especiales de finales de los 1990 y en las *"Farm Bill"* promulgadas desde el año 2002, así como en el posterior establecimiento del RFS-1 y el RFS-2 de la EPACT-2005.

Con los estímulos a la producción en los distintos programas de ayudas, los estímulos a la inversión, y la gran expansión de la demanda con la nueva regulación de uso obligatorio del RFS-1, el mercado de etanol siguió creciendo, ya sin competidores importantes en el mercado de aditivos a la gasolina. Posteriormente, con la EISA-2007 y el RFS-2, los objetivos de consumo obligatorio de carburantes

renovables en el transporte, así como su periodo de vigencia, se incrementaron considerablemente. Sin embargo, aun con la ampliación de la cuota futura del etanol en el mercado de carburantes, las preocupaciones medioambientales y socioeconómicas, ante el potencial impacto negativo de una mayor expansión del uso del maíz para abastecer los mercados de energía, redujeron el interés del gobierno federal en seguir expandiendo el uso energético del etanol de maíz en el futuro.

La nueva regulación establece cuatro categorías para el fomento de carburantes renovables en el mercado. Estos instrumentos de mandato y control van acompañados por una serie de instrumentos económicos para el fomento y el desarrollo de los biocarburos que cumplen el RFS-2. Dentro de estas categorías, los biocarburos con potencial para cubrir la demanda específica para cada estándar RFS-2, son el de etanol de celulosa, el biodiesel, y el etanol caña de azúcar, en vista del límite impuesto al uso del etanol de maíz para cumplir, con la demanda generada en otras categorías con mejor balance medioambiental.

Además de esto, con el RFS-2 se daba un giro hacia los biocarburos con mayores ventajas medioambientales y se establecía una serie de restricciones en relación a las materias primas de ciertas tierras utilizadas para su producción y a sus contribuciones en la reducción de emisiones de Gases de efecto invernadero, así como en la mejora del balance medioambiental a lo largo de su proceso de producción (LCA). El sistema funciona como un sistema de verificación y comercio de Números de Identificación Renovables (RINS), que indica que el tenedor del RIN cumple con la obligación de haber consumido un galón de combustible renovable. Este sistema flexibiliza el cumplimiento del RFS-2 al establecer un mercado de RINS que tienen un valor equivalente en razón de su contenido energético.

Aún con este marco regulatorio el etanol de maíz esta beneficiado de participar en el RFS-2 a pesar de no tener un buen balance medioambiental relativo a los demás biocarburos. Aunque tiene un límite de 15000 millones de galones, el consumo de etanol de maíz representa en la actualidad más del 98 % del mercado de carburantes renovables.⁶⁷² Pero su expansión no solamente está relacionada con el tope del RFS-2 en el etanol, sino además con problemas con la capacidad de los vehículos de consumir mayores mezclas y la necesidad de mayores inversiones en el desarrollo de infraestructura de distribución para soportarlas. Como se ha mencionado líneas arriba, el etanol, por ser corrosivo, no puede valerse del sistema de ductos y de tanques que usa la industria del refino para la gasolina, por lo cual tiene un sistema de distribución alternativo, que encarece los costes de transporte y distribución, afectando sus precios y posibilidad de la expansión de las mezclas. Esto puede explicar el poco desarrollo del mercado de E15 luego del levantamiento de la prohibición de usar mezclas mayores al E10 para los vehículos producidos después del 2001 por parte de la EPA.

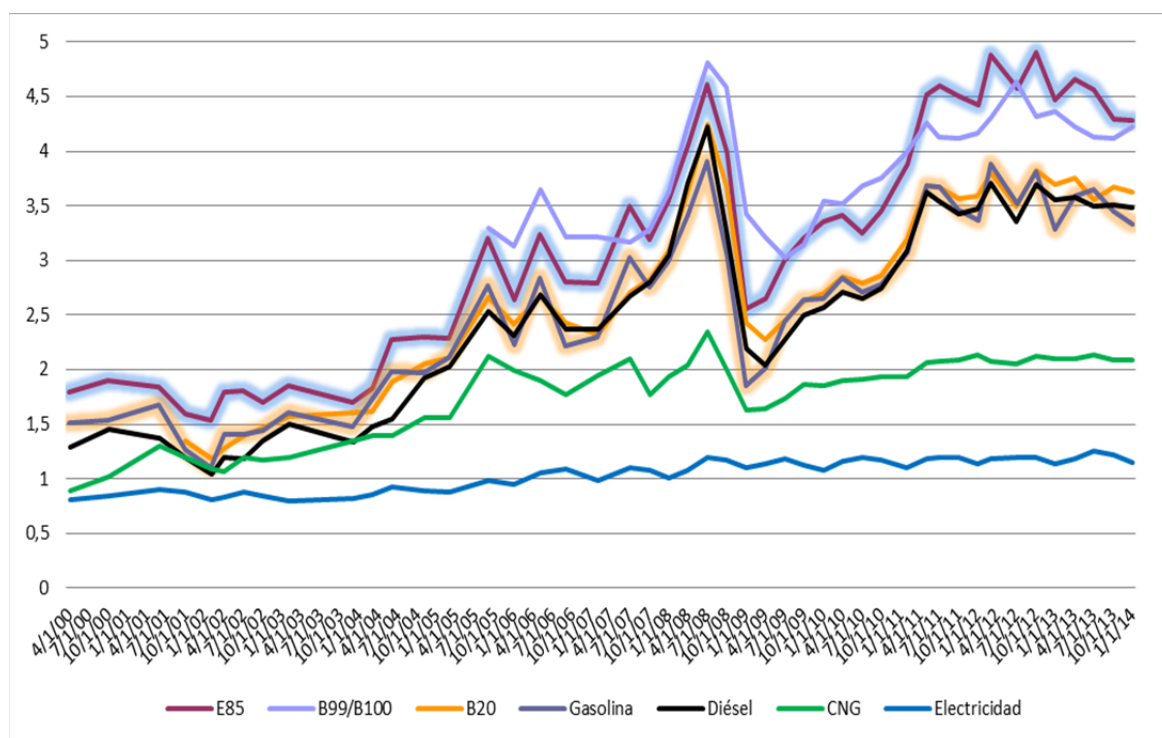
No se observa en el marco regulatorio actual algún tipo de instrumento fiscal para favorecer la competitividad del E85 frente a la gasolina. A pesar de que existen 2389 estaciones de E85 (de un total aproximado de 158000) y alrededor de 8 millones de vehículos de consumo flexible (de un total aproximado de 249 millones de vehículos), el consumo de etanol E85 apenas representa alrededor de un 1 %.⁶⁷³ Dado que el etanol presenta un menor contenido energético que la gasolina, el vehículo flexible tiene una menor ratio millas/galón, cuando opera con E85 que cuando opera con gasolina. Sin un diferencial fiscal en favor del E85, y con los costes actuales de la gasolina, el

⁶⁷² Ver: (Stacy, Diegel, & Boundy, 2013).

⁶⁷³ Ver: (US DOE, 2013).

consumidor final preferirá usar gasolina a usar E85, a pesar de tener un vehículo capaz de consumir altas mezclas, como el vehículo *flex*.

Gráfico III – 14: Precios de los carburantes y otros combustibles usados en el mercado del transporte de EEUU



Fuente: Elaboración propia partir de (US DOE, 2014)

Como podemos observar en el gráfico III-14 el precio del E85 ha estado por encima del precio de la gasolina mezclada con etanol. Asimismo, observamos que el precio del B99/100, también está muy por encima del precio del diésel, a diferencia del B20 que presenta un precio más cercano al precio del diésel. Esta diferencia, derivada de los costes de producción y de la ausencia de una política fiscal favorable a las altas mezclas de biocarburantes, así como a la baja presión fiscal relativa sobre los carburantes fósiles, limita en gran medida la expansión del consumo de biocarburantes propios en bomba, y subordina la expansión de la demanda al incremento del consumo de bajas mezclas de etanol y biodiesel.

Esta es una diferencia importante con el sistema regulatorio Brasileño, que fomenta la competitividad del etanol hidratado mediante una serie de instrumentos económicos principalmente de carácter fiscal, que influyen en los precios minoristas de los carburantes en bomba. Con este diferencial el etanol hidratado usado en los vehículos flexibles brasileños (que representan una mayor cuota relativa en el parque automotriz frente a los vehículos a gasolina), busca reducir la desventaja del menor contenido energético y distancia por galón que ofrece el etanol hidratado, reduciendo su precio frente a la mezcla del gasohol. Como el coste del sistema de mandato y control basado en cuotas obligatorias de consumo de biocarburantes recae sobre los consumidores, las preferencias de consumidores finales estadounidenses que tienen un vehículo *flex* se decantan por la gasolina, limitando así la expansión del consumo del carburante alternativo de altas mezclas como E85.

En este sentido, la regulación para la promoción del mercado de etanol en EEUU, salvando las diferencias, se acerca más a la regulación brasileña aplicada al etanol anhidro usado en mezclas con gasolina, que a la regulación para el desarrollo de un combustible propio en bomba, tal como es el caso del etanol hidratado en Brasil. Esto puede verse reflejado en la mayor cuota de mercado del biocarburante en el mercado del país sudamericano y la baja cuota de mercado en EEUU (alrededor del 5% frente a una cuota de alrededor del 20 % de desplazamiento de combustibles fósiles en Brasil).

Como hemos mencionado, con el RFS-2 y la limitación del uso del etanol de maíz la futura expansión del mercado de biocarburantes en EEUU se encuentra determinada por el desarrollo de la producción de biodiesel y de etanol de celulosa, así como el nivel de apertura a las importaciones de etanol de caña de azúcar de Brasil y de biodiesel a los países que cumplan con los estándares medioambientales mínimos para cumplir con las obligaciones de uso de biocarburantes en EEUU. El poco desarrollo a nivel comercial del etanol de celulosa ha estancado la expansión de su mercado. Esto puede significar que la brecha de cumplimiento de RFS-2 para el etanol de celulosa deba ser cubierta con otros biocarburantes distintos al etanol de maíz. Las posibilidades reales se reducen a una expansión del consumo de biodiesel de soja y a un incremento de las importaciones de etanol brasileño de caña de azúcar. Es más probable que las importaciones de etanol de Brasil tengan solo una contribución marginal al cumplimiento de RFS-2, no solamente por el incremento observado últimamente en el precio de los RINs del etanol, sino principalmente por las limitaciones de la capacidad de producción brasileña para cubrir la demanda del mercado nacional y la demanda estadounidense en el mediano plazo. Esto puede significar un incremento considerable de la producción de biodiesel de soja en EEUU, potencialmente factible dados los recursos estadounidenses para la obtención de biodiesel, cuya expansión podría estar impulsada por el comportamiento en los mercados de alimentación animal en el mediano plazo.

La regulación actual del mercado de biocarburantes en EEUU tiene por objetivo hacer medioambientalmente más sostenible el desarrollo del mercado en el marco de una política de sustitución energética más diversificada para el transporte, que parece abrir una brecha en torno al concepto de seguridad energética basada en la producción propia de energía. Esto tal vez tenga que ver con que el gran desarrollo del etanol carburante obtenido de maíz para muchos no ha tenido un gran efecto en la reducción de la dependencia energética en el transporte, mientras que la cantidad de carburantes fósiles que se ha desplazado en el mercado ha tenido un coste significativo para los contribuyentes estadounidenses. Tampoco el beneficio medioambiental del etanol de maíz ha quedado muy claro cuando se le aplica un análisis de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en ciclo de vida. Sin embargo, el incremento de los precios de los productos agrícolas es un hecho evidente desde el lanzamiento de los programas de promoción del etanol de maíz. Algunos consideran que una expansión mayor del mercado del etanol podría tener efectos sobre la seguridad alimentaria a nivel global, especialmente en el incremento de los costes de los alimentos básicos. Otros consideran que la expansión del etanol ha favorecido la agricultura de muchos países, especialmente los países en desarrollo y los menos desarrollados donde hay una gran población rural que depende de que los precios de la agricultura se mantengan a niveles óptimos. Los precios incrementados por el aumento del uso de los factores de producción para cubrir la demanda de biocarburantes en los mercados de energía, así como el mayor desarrollo del comercio agrícola, han favorecido los ingresos y la economía rural de muchos países en vías de desarrollo.

Capítulo IV:

La regulación de los biocarburantes en la Unión Europea

La Unión Europea (UE) es una de las más grandes entidades económicas y políticas en el mundo. A pesar de que desde el fin de la segunda guerra mundial ha habido un proceso progresivo de integración y ampliación de sus Estados miembros, dando lugar a una política conjunta de la UE en una serie de áreas muy importantes, el desarrollo de una política energética común de la UE ha atravesado un proceso lento de desfragmentación, que aún hoy en día es incompleto. Esto se ha materializado en un proceso complejo de la política energética común de la UE, que se ha venido desarrollando en torno a sus diferentes dimensiones: la seguridad energética, las sostenibilidad medioambiental en el ámbito de la energía, el mercado común y su relación con la política energética, o las relaciones internacionales y la política energética externa, entre las más importantes.

Aunque en la actualidad la Unión Europea es un líder global indiscutible en materia de política medioambiental, asumiendo compromisos conjuntos, por ejemplo, en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de lucha contra el cambio climático, la política energética común para el sector de los hidrocarburos, ha evolucionado lentamente por un camino complicado por el propio proceso de integración de la UE. La respuesta al incremento de los costes de la energía, especialmente los costes de las importaciones de petróleo, ha estado durante mucho tiempo marcada por la fragmentación y la colisión de intereses entre los Estados miembros, y plasmada en gran medida en la falta de competencias de las instituciones comunitarias para gobernar el sector de los hidrocarburos. Esto, ha ralentizado el desarrollo de una serie de respuestas políticas para enfrentar el incremento de los costes económicos de la dependencia del petróleo (incluyendo por supuesto los costes medioambientales). Las dimensiones de la política energética donde existe mayor integración, como el mercado común y la política medioambiental, han impulsado en gran medida esa mayor convergencia, dando lugar a un amplio marco de políticas que afectan el sector de la energía y especialmente de los hidrocarburos. Dentro de estas el fomento de energías renovables para el transporte es una de las más importantes, tanto porque en este sector se concentra gran parte de la dependencia del petróleo, y por tanto el incremento de los costes de la energía, como por que es uno de los principales sectores emisores de gases de efecto invernadero.

Desde el punto de vista de la agricultura y su estrecho vínculo con el desarrollo de los biocarburantes, la política agrícola de la Unión Europea, a diferencia de la política energética (vinculada a los hidrocarburos y otras fuentes de energía alternativa), ha sido uno de los principales campos políticos donde se manifestado más claramente la convergencia de intereses de los Estados miembros. La agricultura ha sido un sector especial y sensible desde la etapa formativa, hasta la actual forma política de Unión Europea, siendo uno de los principales factores del proceso de integración político y económico de la UE.

Los Fundamentos de la originaria Política Agraria Común como la estructura de los mercados alimentarios en Europa, han cambiado significativamente desde el tratado de Roma, en un proceso

que lentamente se ha ido abriendo a los mercados y a la negociación internacional. El desarrollo de la Política Agraria Común, ha sido más homogéneo y mucho menos fragmentado que la política energética de la UE, y su evolución, con sus reformas, ha impactado en las decisiones de producción de los operadores sector agroindustrial durante un periodo de tiempo que se extiende hasta la actualidad. Entre estas decisiones privadas afectadas por la PAC, se encuentran aquellas vinculadas al uso de los cultivos agrícolas para la producción de biocarburantes.

Como hemos mencionado en el capítulo I, la Unión Europea presenta una gran dependencia energética en las importaciones de energía. En este punto analizaremos cómo ha evolucionado la dependencia en las importaciones de petróleo y como esta evolución se vincula al desarrollo de una política energética para el mercado común de los hidrocarburos usados en el transporte, a la política medioambiental y en consecuencia a las políticas de fomento del uso de energías renovables en el transporte, como los biocarburantes. Asimismo, analizaremos las conexiones existentes entre la política aplicada al sector agrícola y las políticas de promoción de biocarburantes en Europa desde una perspectiva histórica, teniendo en cuenta el impacto de la evolución de los mercados alimentarios y la regulación internacional del comercio agrícola en las reformas de la PAC y el sistema de protección europeo.

IV.1. Génesis y evolución de la política agro-energética vinculada al desarrollo de los biocarburantes en la UE

Aunque, en los albores del proceso de integración de la UE, la política energética constituyó el centro de gravedad institucional sobre el cual la Unión Europea iniciaría su evolución (para muchos esto significaba que la UE nació con una política energética común), con el paso del tiempo, esas instituciones para la integración política en el campo del uso de la energía se vieron superadas por los cambios estructurales en los mercados de los productos energéticos y su relación con los costes de la cobertura de los servicios energéticos. Las bases institucionales para el desarrollo de una política energética común no se extendieron ni se adaptaron durante mucho tiempo, quedando su desarrollo rezagado ante las necesidades energéticas y cambiantes de los mercados de energía, alargando la fractura en materias de política energética de la UE; una situación que contrastaba con el mayor ritmo de integración europea en otras áreas de la política, especialmente la relacionadas al mercado común o la política agrícola (Duffield & Birchfield, 2011).

IV.1. La política energética petrolera durante la posguerra y su relación con los biocarburantes hasta antes de la crisis del petróleo

Con el auge del petróleo como fuente primaria de energía en la década de los 50s, los países europeos iniciaron un proceso de sustitución del consumo en sus matrices energéticas en detrimento del uso del carbón y a favor del uso del petróleo. Lo que condujo a que el petróleo se convirtiera en la principal fuente de energía primaria en Europa. El mercado energético del petróleo funcionaba dinámicamente para los países industrializados del continente Europeo, reconstruyendo los principales sectores económicos sobre la base del uso energético del combustible fósil. La exclusión del petróleo de una mayor regulación y coordinación supra-estatal se explica en gran medida por que entre los 1950s y los 1960s el crecimiento económico que recuperó a Europa tras la devastación de la posguerra, estuvo estrechamente vinculado a la disponibilidad de económicas importaciones de petróleo en un mercado internacional que, en general, funcionaba establemente, y que favorecía la inyección del combustible fósil en las economías de estos países a costes bastante más que razonables.⁶⁷⁴

Esta estabilidad en el mercado internacional se debía en gran parte a la presencia de las IOC occidentales. Durante los llamados años dorados del petróleo las economías europeas disfrutaban en general de cierta estabilidad de precios y de seguridad de los suministros, en gran medida por la posición oligopólica que dominaba el lado de la oferta de crudo y refino por medio de multinacionales europeas y estadounidenses conocidas como las "Siete Hermanas". Estas compañías controlaban el 90% de las exportaciones de crudo a los mercados energéticos a nivel global, poseían los principales oleoductos del mundo y se caracterizaban por una organización industrial integrada verticalmente y con costes marginales decrecientes.⁶⁷⁵

⁶⁷⁴ Ver: (Stevens P. , 2010).

⁶⁷⁵ Ver: (Stevens P. , 2010).

En este contexto energético, dominado gradualmente por el suministro económico y estable de crudo se daban los primeros pasos a la integración económica y política de la actual Unión Europea.

Como es de conocimiento general, el marco legal aplicable al ámbito de la energía en la Unión Europea tiene sus orígenes en dos tratados internacionales que establecieron un régimen de comunidades supranacionales con el fin de regular algunos aspectos específicos del sector de la energía y los principales recursos minerales de la región. Por un lado, el tratado de París, firmado en el año 1951 daba origen a la Comunidad Europea del Acero y el Carbón y dotaba de las bases jurídicas necesarias para la regulación específica del subsector del Carbón a nivel comunitario por un período de 50 Años. Por otro lado, el tratado de Roma de 1957 dio lugar a la Comunidad Europea para la Energía Atómica estableciendo el marco específico para regular de manera conjunta el subsector de la Energía Atómica en Europa durante un período indeterminado. Estos tratados eran además de una forma de controlar las industrias más ligadas a la producción armamentística y por tanto una manera de fomentar la paz en la región; el producto del reconocimiento de la necesidad de coordinación y desarrollo de las políticas energéticas de las potencias europeas en estos sectores tras el proceso de reconstrucción económica de la posguerra. Asimismo, en 1957 se estableció la Comunidad Económica Europea (CEE), un amplio tratado de integración comunitaria que establecía las bases para el desarrollo del mercado común europeo. A pesar de que dos de los tres tratados fundacionales regulan expresamente una parte importante del sector energético en Europa, segregaban las demás fuentes de energía, como el petróleo el gas y las energías renovables, fuera de las fronteras de la competencia comunitaria, quedando dentro de las competencias nacionales (Haaland, 1997).

Contrariamente a lo ocurrido con la Política Agrícola común (PAC), la política energética común vinculada a los hidrocarburos, quedó fuera del acuerdo. La ausencia de cimientos legales de la acción comunitaria fuera de los ámbitos de la energía atómica y el carbón, significó la limitación del contenido y alcance de las políticas en el sector del petróleo y otras fuentes de energía primaria, en tanto que las restringidas competencias transmitidas desde los Estados Miembros a las antiguas Comunidades Europeas, especialmente en este sector, daban lugar a una política energética transversal muy fragmentada y descoordinada (Ehlermann, 1994).

Esto refleja el carácter estratégico-económico que representaba el petróleo para los Estados miembros que disponían de grandes compañías multinacionales encargadas de la importación y el refinado de crudo extraído de los países productores. Esta situación tendría repercusiones importantes en los países importadores de petróleo de Europa en el largo plazo. Aunque algunos sucesos en el mercado del petróleo, indicaban los potenciales problemas que podrían surgir tras el considerable incremento de la dependencia en las importaciones energéticas, cada Estado miembros de las Comunidades Europeas, actuaría en razón de sus propios objetivos e intereses nacionales, por lo que la acción comunitaria era casi inexistente en este ámbito (Ehlermann, 1994).

A pesar de que la mayor parte del tiempo el mercado de petróleo fue estable y seguro para los países europeos, la crisis de 1956 originada por el cierre del canal de Suez a causa del conflicto árabe-Israelí supuso la primera de las grandes crisis del sector petrolero para Europa y levantó las primeras alarmas relacionadas con el funcionamiento de los mercados de energía. La Guerra del Sinaí provocó la interrupción del tráfico energético en el canal de Suez, a causa de la contienda bélica que enfrentó a Egipto contra la alianza Militar Conformada por Francia, Israel y el Reino Unido.

Como consecuencia de la guerra se produjo un racionamiento del petróleo que afectó el suministro y en consecuencia el funcionamiento de la economía de los países europeos (Herzog, 1975).

Ante la inexistencia de una política energética comunitaria la respuesta de las comunidades europeas estuvo avocada a paliar los efectos negativos de esta crisis de suministro de petróleo en un escenario hostil a la intervención comunitaria, debido en gran parte a la poca convergencia de intereses en el sector de los hidrocarburos, y justificada en parte en el estable funcionamiento que en general presentaba el mercado del petróleo por aquellos años.

El “*Acquis Communautaire*” en el ámbito de la energía relativa a los hidrocarburos era bastante limitado. Por un lado la experiencia demostraba que la existencia de considerables lagunas jurídicas afectaría el uso de instrumentos a nivel comunitario potencialmente aplicables al sector energético e impedirían el desarrollo de acciones y programas que coadyuven a una política energética común. Por otro lado, no existía ningún marco institucional para el diálogo sobre la política energética de la Unión fuera de ciertos comités consultivos, ni tampoco un armonizado y confiable sistema estadístico a nivel comunitario. En este contexto las propuestas para enfrentar los potenciales problemas de interrupción de suministro consideraron indispensable para la consecución de objetivos comunes, un mayor rol de las instituciones Europeas reclamando por tanto reformas en el tratado para lograr una mayor y más definida atribución de competencias a la Comunidad Europea para dar lugar a una política energética común.⁶⁷⁶

En un contexto de fragmentación de la política energética en el sector de los hidrocarburos las medidas posibles eran bastante limitadas. El tratado de la CEE fue la única fuente legal sobre la que pudo apoyarse la débil política del sector energético relacionada a los hidrocarburos y otras fuentes de energía primaria y secundaria, excluidas de los tratados fundacionales. En el año 1964 el Consejo especial de ministros de la CECA adoptó el Protocolo de acuerdo relacionado a los problemas energéticos, en el que se enfatizó la necesidad del desarrollo de fuentes de energía alternativas a las tradicionales, la necesidad de estabilizar los precios y el suministro energético, así como la importancia de establecer medidas equitativas para la promoción de la competencia entre las diferentes fuentes de energía primaria definidas en el marco de una política económica común.⁶⁷⁷

Asimismo, en las primeras directrices para una política energética comunitaria la Comisión de las Comunidades Europeas reconoce en 1968 que la dependencia en las importaciones en el sector de los hidrocarburos es más crucial que en otros sectores. Que aunque la competencia y el mercado, deben ser la guía de la política energética, esta no es posible sin instrumentos de política económica, dada la peculiar estructura del sector energético y la necesidad de afrontar las interrupciones de suministro de petróleo, así como la posibilidad de influir en las fuentes de suministro en el largo plazo.⁶⁷⁸

⁶⁷⁶ Ver: (Ehlermann, 1994)

⁶⁷⁷ Ver: (Talus, 2013).

⁶⁷⁸ Para la Comisión de las Comunidades Europeas la energía es un coste importante tanto para las empresas como para los hogares. En el primer caso los altos precios de la energía, especialmente el del petróleo, afectan la productividad y la capacidad de exportación de la economía, mientras que en el segundo caso afectan el coste de vida. Por lo cual, la protección de los consumidores debe ser la base de la política energética comunitaria. Ver: *Commission of the European Communities (CEC). 1968. First Guidelines for a Community*

La institución que más trabajaba para la convergencia en una política energética común era la Comisión Europea. En vistas al cumplimiento de un acuerdo que buscaba integrar la política energética en un mercado común de la energía, la Comisión Europea presentó entre otras propuestas el establecimiento de reservas de petróleo y algunos requerimientos para la inversión en energía por parte de los Estados Miembros, con el objeto de afrontar la naciente preocupación por la seguridad de suministro y los efectos negativos de su inestabilidad en la economía.⁶⁷⁹

Estas medidas de la Comisión Europea marcaron un hito y el inicio del desarrollo de su rol en el campo de la política energética europea desde las décadas de los 1960s, cuando la Comisión estableció las primeras directrices de una política energética común para la CE. La Comisión consideraba entonces que existen barreras al comercio de productos energéticos dentro de Europa y enfatizaba la necesidad de desarrollar un mercado común para la energía, para lo que se establecieron una serie de medidas con el fin de remover las barreras que obstaculizan el mercado común de la energía en Europa. Sin embargo, a causa de la resistencia de los Estados miembros y su falta de voluntad para transferir las responsabilidades a Bruselas, en la práctica esas medidas fueron difíciles de implementar, quedando subordinadas a la voluntad y al interés particular de los Estados Miembros (Jansen, y otros, 2001).

Por su parte el Consejo Europeo expresaba así su preocupación por la situación de dependencia petrolera y la necesidad de medidas para reducir los riesgos en el mercado de la energía, sin hablar de una política energética común:

“Considerando que el petróleo crudo y los productos petrolíferos importados tienen una importancia creciente en el abastecimiento de productos energéticos de la Comunidad; que cualquier dificultad, incluso de carácter momentáneo, que tenga por efecto la reducción del suministro de dichos productos procedentes de terceros países, podría causar graves perturbaciones en la actividad económica de la Comunidad, y que en consecuencia, es necesario estar en condiciones de compensar o al menos atenuar los efectos perjudiciales de tal eventualidad”⁶⁸⁰

Siguiendo las propuestas de la Comisión, el Consejo adoptó la Directiva 68/414/EEC en la cual se establecían obligaciones de reservas de petróleo y unos mecanismos para responder ante las situaciones de emergencia en el suministro, las que sin embargo no fueron suficientes para afrontar las crecientes preocupaciones frente a la seguridad de suministro en el corto plazo.

A lo largo de este periodo, y aún con las razonables preocupaciones de las instituciones comunitarias, el dominio del petróleo en la matriz energética de Europa y la política fragmentada en materia de hidrocarburos de los países miembros de la CEE, no era, un escenario favorable a la aplicación de políticas de diversificación y sustitución energética en el sector energético del transporte, por lo que las energías renovables y los biocarburantes no eran una opción viable, ni en el ámbito político, ni en el económico. Esto último, también influenciado en gran medida por la

Energy Policy. Memorandum presented by the Commission to the Council. Bulletin of the European Communities, Supplement to No. 12- 1968. COM (68) 1040 final.

⁶⁷⁹ Ver: *Commission of the European Communities (CEC). 1968. First Guidelines for a Community Energy Policy. Memorandum presented by the Commission to the Council. Bulletin of the European Communities, Supplement to No. 12- 1968. COM (68) 1040 final.*

⁶⁸⁰ Ver: *Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and /or petroleum products (68/414/EEC).*

cobertura de protección en el sector agrícola que emergía tras el nacimiento de la Política Agraria Común.

IV.1.1.1. La exclusión de los mercados agrícolas del GATT y el origen de la protección de la agricultura en Europa con la PAC

Mientras que en los mercados de la energía la incapacidad de las Comunidades Europeas para abordar los problemas de seguridad de suministro de una manera conjunta estaba asociada a la divergencia de intereses en el sector de los hidrocarburos y por tanto se revelaba como una política fragmentada en el sector; en caso de los mercados alimentarios la relativa convergencia e intereses (especialmente la Europa continental) en una política común para el sector agrícola europeo, fue desde sus inicios acogida con entusiasmo por los Estados fundadores y sería no solamente una pieza clave en materia de regulación del mercado de productos alimentarios, sino un engranaje muy importante el proceso de integración en una comunidad supranacional. La relación de la PAC con la evolución del sector agrícola europeo y específicamente con mercado de cultivos con potencial uso energético, lo convierte en un elemento importante en el análisis de la evolución del mercado de biocarburantes en Europa.

Como hemos señalado en el Capítulo III, la liberalización del comercio no llegó para los mercados de productos agrícolas, una decisión que encontraría respaldo a ambos lados del atlántico norte. La PAC fue jurídicamente posible por el trato excluyente que se dio al sector de la agricultura en las negociaciones del GATT. La agricultura era un tema político bastante sensible en los países desarrollados, y principalmente en EEUU y en Europa. Las presiones políticas y sociales internas fueron factores determinantes para que algunas de las partes contratantes buscaran excepciones para la agricultura. En los países de Europa, la economía agrícola menguaba en relación con el creciente desarrollo industrial. Los problemas para mantener los ingresos de los agricultores y la seguridad alimentaria tras la posguerra surgieron como una importante justificación política en favor de un acuerdo entre los países europeos en materia de comercio agrícola. La agricultura era vista como un sector especial de la economía que no podía tratarse igual que los otros sectores que se pretendía liberalizar con las disciplinas del GATT (Mccalla, 1969).

Apoyada por los Estados Unidos y los países europeos, la exclusión del sector agrícola de las principales normas del GATT sería una de las excepciones más ventajosas en que se basarían los regímenes proteccionistas en EEUU y posteriormente con la política para el mercado agrícola, en la naciente Comunidad Europea. El *“General trade Agreement on Tariffs and Trade–GATT”*, firmado en 1947 por 27 países con el fin de regular la discrecionalidad de la intervención de los Estados en materia de comercio internacional, establecía claramente las reglas generales para las subvenciones y las restricciones cuantitativas al comercio internacional.⁶⁸¹

Mientras que las reglas en tratado de 1947 prohibían de manera general las subvenciones internas a las exportaciones, posteriormente se añadió que la prohibición de las subvenciones a las exportaciones solamente se exigiría para los productos no primarios. Como producto primario fue

⁶⁸¹ Los países signatarios del GATT de 1947 fueron: Los Gobiernos del Commonwealth de Australia, Reino de Bélgica, Birmania, Estados Unidos del Brasil, Canadá, Ceilán, República de Cuba, República Checoslovaca, República de Chile, República de China, Estados Unidos de América, República Francesa, India, Líbano, Gran Ducado de Luxemburgo, Reino de Noruega, Nueva Zelandia, Reino de los Países Bajos, Paquistán, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, Rhodesia del Sur, Siria y Unión Sudafricana.

definido todo producto agrícola, forestal o de la pesca y cualquier mineral, sea en su forma natural, sea que haya sufrido la transformación que requiere comúnmente la comercialización en cantidades importantes colocadas en el mercado internacional, con lo cual quedaba jurídicamente excluido el sector agrícola de las normas generales para las subvenciones.⁶⁸²

Asimismo, entre las principales restricciones cuantitativas al comercio agrícola, permitidas por las normas del GATT, se establecieron:

- a. Las restricciones a las exportaciones para prevenir o remediar una escasez aguda de productos alimenticios o de otros productos esenciales para los países exportadores,
- b. Las restricciones a la importación y exportación necesarias para la aplicación de normas o reglamentaciones sobre la clasificación, el control de la calidad, o la comercialización de productos destinados al comercio internacional, y
- c. Las restricciones a las importaciones de cualquier producto agrícola o pesquero, cualquiera sea la forma bajo la cual se importe éste, cuando sean necesarias para la ejecución de medidas gubernamentales que tengan como objetivos:
 - restringir la producción o comercialización del producto nacional similar o de un producto nacional que sea un sustituto cercano;
 - eliminar un sobrante temporal del producto nacional similar, poniendo este sobrante a disposición de grupos de consumidores del país, gratuitamente o a precios reducidos; o
 - restringir las cantidades producidas de cualquier producto animal cuya producción dependa directamente, en su totalidad o en su mayor parte, del producto importado (Johnson D. , 1973).

Con estas medidas especiales la agricultura quedaba en la práctica fuera de las normas del GATT. En consecuencia los países con grandes recursos de Europa y América, podían discrecionalmente restringir las importaciones de productos agrícolas y subvencionar a los productores nacionales mediante ayudas en el mercado interno, y además subvencionar las exportaciones de estos a los mercados internacionales. Estos aspectos no serían materia de un nuevo acuerdo hasta el inicio de la Ronda de Negociaciones en materia de agricultura de Uruguay, en los años 1980s (Johnson D. , 1973).

De acuerdo con Hathaway (1987), los mercados de productos agrícolas no solamente fueron tratados de forma diferente en relación con las disciplinas aplicadas a los mercados de los demás productos en el GATT, sino que la excepciones aplicadas a la agricultura se ajustaron a los programas de apoyo a la agricultura establecidos en EEUU desde la "*Farm Bill*" de 1933".⁶⁸³

⁶⁸² Ver: Artículo XVI del GATT.

⁶⁸³ En 1951, el Congreso de los Estados Unidos declaró que "no podía aplicarse ningún acuerdo que fuera incompatible con la Sección 22 de la Ley de Ordenación Agraria". Finalmente, en 1955 los Estados Unidos consiguieron lo que hoy se conoce como la famosa exención agrícola, con la amenaza de que en caso contrario se hubieran visto obligados a salir del GATT. Esta exención de carácter "temporal" estuvo vigente durante casi 40 años, hasta la Ronda de Uruguay, usándose para restringir las importaciones de azúcar, maní y productos lácteos, entre otras medidas. La exención norteamericana fue una excepción a las excepciones. Mientras el artículo XI del GATT permitía a todas las partes signatarias adoptar medidas restrictivas del comercio si se

En este contexto y con estas reglas para el comercio internacional, se desarrollaron las políticas de protección y de ayudas al sector agrícola en EEUU y en las Comunidades Europeas. Como hemos mencionado la agricultura fue una parte esencial en el proceso de integración económica de la Comunidad Económica Europea. Hubo al menos cuatro razones para incluir a la agricultura en el proceso de integración europea. La primera estaba vinculada a la dificultad práctica de excluir a la agricultura del mercado único, al no poder establecer una línea clara que diferenciara los productos industriales de los agrícolas. La segunda era que por entonces la agricultura formaba una parte fundamental de las economías de los países fundadores. En tercer lugar, que el nivel de las fluctuaciones en los precios de los alimentos, tanto a nivel nacional como internacional, estaban significativamente afectadas por los mercados y las políticas agrícolas que los regulaban. Finalmente, otra razón de la integración de la agricultura en el mercado común era que los cambios y los ajustes en el sector agrícola eran esenciales para el crecimiento económico (Mansholt, 1963).

La Política Agrícola Común (PAC) fue establecida en 1957 tras la firma del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea por Francia, Alemania, Italia, Bélgica, los Países bajos y Luxemburgo. La PAC original establecía una política de protección para la agricultura de estos países, que se basaba principalmente en un sistema de apoyo a los precios de los productos agrícolas. La PAC fue una de las políticas más importantes en el proceso de integración europea de la posguerra y su estructura estuvo determinada en gran medida por las políticas que se aplicaban previamente en los seis países fundadores. Los seis países eran importadores netos de productos agrícolas y por tanto la aplicación de derechos de importación era una medida que beneficiaba a todos. Asimismo, la elección de un instrumento de apoyo a los precios en lugar de pagos directos, era políticamente menos costoso. Por un lado los consumidores finales estaban acostumbrados a pagar altos precios por los alimentos, y por otro lado, el temor a que al financiar al sector agrícola con los impuestos de los contribuyentes se incrementase demasiado la presión en los presupuestos fiscales nacionales de los países, facilitó la adopción de un sistema de apoyo a los precios. El incremento del ingreso per cápita tras la recuperación y alto crecimiento económico observado en los años 1960s relativizarían el coste alimentario de los hogares y asentaría el diseño original de apoyo al sector agrícola europeo (Zobbe, 2001).

Las directrices de Política Agraria Común que se establecieron en el artículo 39 del Tratado de Roma, fueron:

- Incrementar la productividad,
- Garantizar la equidad en el nivel de vida de los agricultores,
- Garantizar la seguridad del suministro de alimentos a precios razonables para los consumidores y
- Estabilizar el mercado interior.

trataba de políticas aplicadas para "restringir" la producción o comercialización del producto nacional, la exención permitía a los Estados Unidos aplicar restricciones a la importación al margen de dichas normas (Hathaway, 1997).

Estas medidas responden en gran medida a un problema de seguridad alimentaria tras la post guerra, pero también a los intereses políticos en el ámbito de la agricultura de los grandes países fundadores de la CEE. La agricultura representaba una gran parte del PIB, del empleo, así como en el comercio internacional de casi todos los miembros de la CEE. Los países europeos, que entonces tenían regímenes cerrados con alto nivel de protección en el sector agrícola, proyectarían ese proteccionismo en el nuevo orden político supranacional tras el establecimiento de las Comunidades Europeas. Tanto la necesidad de cubrir las prioridades alimentarias, como los intereses de las grandes economías agrícolas europeas en proteger el sector del riesgo de la competencia internacional, favorecieron el desarrollo progresivo de la productividad de la agricultura en Europa (Zobbe, 2001).

Tras la conferencia de Stresa en Italia, en 1958, se acordaron una serie de objetivos para la Política Agraria Común. Primero, que la agricultura continuaría siendo una parte importante de la estrategia económica de la CEE; segundo, que el comercio intracomunitario agrícola debía estar protegido de las distorsiones provenientes del mercado mundial; tercero, que el sistema de organización de mercado de basaría en un instrumento de apoyo a los precios junto con una serie de medidas estructurales para la política agrícola, que promoviera el uso óptimo de los factores de producción; cuarto, que la agricultura familiar sería el punto central de la PAC; y finalmente, que el sistema basado en apoyo a los precios junto con las medidas estructurales, mantendría el nivel de ingresos de los agricultores a niveles aceptables en relación con otros sectores de la economía europea (Fennell, 1997).

La Comisión, que consideraba que sin la incorporación de medidas estructurales, el sistema de apoyo a los precios de los productos agrícolas no podría alcanzar el objetivo más importante de la PAC que era incrementar el nivel de ingresos de los agricultores, desarrolló una propuesta para la PAC en 1960, que incluiría tres principios básicos: La libertad del comercio agrícola intra-comunitario y la eliminación de las barreras establecidas por los Estados miembros de la CEE, la preferencia comunitaria de los productos agrícolas producidos dentro de las Fronteras de la CEE respecto de los productos importados, y el financiamiento común para la PAC mediante el establecimiento de un presupuesto comunitario de todos los ingresos y gastos generados por la política agraria (Fennell, 1997).

Estos principios fueron incorporados a medidas efectivas de la PAC durante los años 1960s. Se estableció una unión aduanera para asegurar un mercado común basado en el libre comercio entre los seis estados fundadores. Todos los productos agrícolas tuvieron su propia organización de mercado con precios institucionales. El precio de mercado en el mercado interior sería estabilizado mediante un sistema de intervención en los precios. Además, con el fin de mantener un alto nivel de precios de forma permanente, las organizaciones de los mercados de productos específicos se combinaron con un sistema variable de derechos sobre las importaciones y de restitución de las exportaciones. Asimismo, se instituyó un sistema de preferencia comunitaria para ampliar la protección de los agricultores europeos. El principio de financiamiento común significaría que los costes y beneficios totales de la PAC, se gestionarían mediante un presupuesto comunitario específico para tal fin (Zobbe, 2001).

La PAC o Política Agraria Común, que era una parte esencial de la integración económica de los fundadores de la CEE, otorgaba una fuerte cobertura de protección al mercado interno, así como a las exportaciones de los productos agrícolas a los mercados internacionales, estando entre los productos con mayor protección las principales materias primas con potencial agro-energético. Cuanto más se desarrollaba el nivel de protección, más se incrementaban las rentas de los productores agroindustriales, incrementando progresivamente el bienestar y la prosperidad del sector. En un mercado de carburantes para el transporte dominado por los derivados del petróleo, y con la cobertura de la PAC, los incentivos para la producción de biocarburantes en el sector agroindustrial europeo fueron generalmente inexistentes durante este periodo. Los intereses de los sectores productores de materias primas agro-energéticas para elevar las competencias de la política agrícola a nivel comunitario, sumado a los intereses de los Estados fundadores mantener la política energética para los hidrocarburos bajo la competencias nacionales, en un contexto de relativa estabilidad y confianza en el funcionamiento del mercado de petróleo, parecía no ser el mejor escenario para el desarrollo de la agro-energía en Europa.

IV.1.2. Los biocarburantes y la lenta desfragmentación de la política energética europea en materia de hidrocarburos

A pesar de las preocupaciones de las instituciones comunitarias por coordinar medidas de prevención ante el reconocimiento de que Europa era cada vez más dependiente de las importaciones de crudo de oriente medio y de los potenciales problemas de disrupción de suministro en el mercado internacional de crudo, debidos a la creciente inestabilidad, conflictos y nacionalismo energético desarrollado durante mediados de los 1960s; los avances en materia de política energética en el sector de los hidrocarburos y de los carburantes alternativos como los biocarburantes, fueron bastante modestos a nivel comunitario.

Para finales de los 1960s y empezando los 1970s la demanda de crudo de petróleo aumentó significativamente en Europa. El porcentaje de crudo importado de los países Árabes se incrementó en el total del consumo energético de Europa Occidental de 13.4 % en 1956, a 36 % en 1967, y a 45 % en 1973, y la estructura del mercado internacional del petróleo iniciaba un cambio irreversible desde entonces, especialmente vinculados a la propiedad y a la distribución de los beneficios derivados de la explotación de los recursos energéticos. Los procesos de nacionalización en los países productores, el desarrollo de las compañías petroleras nacionales de los países árabes, así como el surgimiento de nuevas compañías occidentales independientes alteraron la posición dominante de las "Siete Hermanas" en el mercado internacional (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004).

Las diferencias políticas entre los Estados miembros se reflejó en un principio en el embargo de 1973, que no tuvo el mismo alcance en todos los miembros de la CEE. Por un lado, el embargo fue total para los Países Bajos (y para EEUU), dado el abierto apoyo a Israel durante la Guerra Árabe-Israelí. Por otro lado, países como Francia y el Reino Unido, más prudentes y equidistantes en su posición frente al conflicto del "Yom Kipur", mantuvieron relativamente los mismos niveles de suministro de crudo proveniente de los países Árabes, mientras que los otros seis países europeos miembros de la CEE experimentaron disrupciones parciales en el suministro de petróleo. Esta disrupción heterogénea en el suministro de crudo también puede dar una idea sobre la divergencia

en el posicionamiento de la CEE en relación con los países productores de energía y su impacto en la política energética común en relación con el petróleo (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004).

La ausencia de una política común durante este conflicto afectó en diferente grado a los países pro-árabes en relación a los países pro-israelíes. Sin embargo la OPEP levantaría el embargo a todos los países miembros de la CEE luego de la declaración del 6 de noviembre, mucho más cerca de la línea franco-británica. A pesar del levantamiento del embargo, la subida de precios tuvo un efecto crítico y un impacto mayor en las economías de los países miembros de la CEE. Los efectos económicos en el mercado de la energía fueron inmediatos. La OPEP obligó a las compañías petroleras a aumentar los precios de forma drástica y el precio del petróleo se cuadruplicó desde 1974, llegando a \$12 el barril. Este choque exógeno, causó no solamente una crisis energética y un elevado racionamiento de petróleo, sino principalmente una repentina estanflación, que afectó severamente la economía de los países europeos (Blinder, 1979).

En el año 1974 el Consejo Europeo a través de la resolución del 17 de septiembre llama a los Estados Miembros a reconsiderar una estrategia conjunta en la política energética para la Comunidad Europea a raíz del shock económico producido por el embargo petrolero de 1973.⁶⁸⁴

Los países importadores de petróleo en Europa, hicieron muchos esfuerzos para paliar los efectos negativos de tales crisis, unos enfocados en el corto plazo como la previsión obligatoria de reservas estratégicas y otros en el largo plazo enfocados en el desarrollo de fuentes de energía autóctonas y diversificadas (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004).

Por ejemplo, para enfrentar los impactos negativos de las crisis de suministro de petróleo se acordó en el marco de la AIE un sistema de respuesta conjunta con el fin de administrar la demanda de energía, que se basaba principal, pero no únicamente, en la constitución de reservas estratégicas. Con la firma del acuerdo para un programa Internacional de la Energía (IEP), el Consejo de la OECD con el fin de incrementar la seguridad energética de la región, establecía el desarrollo e implementación de un programa de cooperación a largo plazo para reducir la dependencia en el petróleo importado, que incluía nuevas políticas como: la conservación de la energía, el desarrollo de fuentes alternativas de energía, la investigación y desarrollo en el área energética, y el suministro de uranio natural y enriquecido". Asimismo en el Capítulo I (Sobre la autosuficiencia ante las interrupciones de suministro), se establecía que las reservas de emergencia podrán provenir por el desarrollo de la capacidad de reemplazo del petróleo por otros combustibles, para lo cual el suministro del combustible alternativo debería ser seguro (Scott, 1994).

A nivel comunitario, a pesar de la crisis solo se establecieron algunos objetivos comunes, como el balance energético y algunas recomendaciones no vinculantes para el sector petrolífero y gasífero, pues todavía no existía una sólida base legal que diera lugar al establecimiento de una política energética comunitaria que diera lugar a alguna medida regulatoria de diversificación o desacoplamiento en el sector del transporte rodado.⁶⁸⁵

⁶⁸⁴ Ver: Resolución del Consejo de las Comunidades Europeas del 17 de septiembre de 1974 concerniente a la nueva estrategia para la política energética de la Comunidad Europea (1975) OJ C 153.

⁶⁸⁵ Ver: Resolución del Consejo de las Comunidades Europeas del 17 de septiembre de 1974 concerniente a la nueva estrategia para la política energética de la Comunidad Europea (1975) OJ C 153.

En 1979 otra crisis petrolera, esta vez originada por la revolución iraní, empujó un poco más a los Estados europeos a acercar sus políticas energéticas nacionales, disponiéndose que los Estados miembros presentasen sus programas energéticos cada año y recomendando la aplicación de políticas nacionales de disminución del consumo de petróleo, ahorro energético, apoyo a los combustibles sólidos, a las energías renovables, así como al desarrollo de la energía nuclear.⁶⁸⁶

Durante los años 1980s la Comisión de las Comunidades Europeas siguió insistiendo en el desarrollo de una política conjunta en materia de energía para enfrentar los desafíos que imponía a las economías occidentales la dependencia de las importaciones de petróleo de Medio Oriente, desarrollándose un serie de propuestas y medidas, que no se tradujeron en medidas concretas que induzcan a los gobiernos de los Estados miembros, a ceder soberanía a las instituciones comunitarias y a actuar conjunta y organizadamente en torno a la CEE (Duffield & Birchfield, 2011).

Aun con el trabajo de la Comisión para promover la integración de la política energética a nivel comunitario, las estrategias y la planificación en materia de energía solamente alcanzaban el estatus legal de recomendaciones, insuficientes para un cambio de paradigma en el ámbito de la política energética de las Comunidades Europeas. Los cambios en torno a una política energética común serían lentos, dados los intereses de los Estados miembros en mantener el control sobre la política energética de sus países.⁶⁸⁷

Esta fragmentación política puede verificarse en la tímida y tardía apertura a las energías renovables para el transporte a nivel comunitario. Luego de seis años de transcurrida la segunda crisis del petróleo, el Consejo Europeo (1985) autorizaba el uso de biocarburantes y otros aditivos como medida de diversificación energética en el transporte y reducción de las importaciones (esto significa que en todo el periodo anterior el marco jurídico de las comunidades restringía el uso de energías alternativas en el transporte). El Consejo de las Comunidades Europeas reconocería que el uso de gasolina para motores de combustión interna constituye un importante sector del consumo de petróleo en la Comunidad, y que las medidas tomadas para la reducción de la dependencia en el petróleo importado contribuirían con el logro de los objetivos comunitarios vinculados al desarrollo armónico, balanceado y estable de las actividades económicas.⁶⁸⁸

Además declara que el uso de crudo para manufacturar gasolina en estos vehículos puede ser reducido por medio de la mezcla de los hidrocarburos de la gasolina con otros componentes sustitutos y que esos componentes para la sustitución de la gasolina pueden ser obtenidos de materias primas diferentes del petróleo dentro y fuera de la comunidad ampliando la base material para la producción de combustibles para motores de combustión interna. Señala que la distribución y el uso de las mezclas de gasolina con el combustible sustituto no requieren o requieren muy

⁶⁸⁶ Ver: Council Resolution of 9 June 1980 concerning new lines of action by the Community in the field of energy saving. Official Journal C 149, 18/06/1980

⁶⁸⁷ Ver: Commission of the European Communities (CEC). 1983. Community Energy Strategy: Progress and Guidelines for Future Action. COM (83) 305 final

⁶⁸⁸ Ver: Council Directive 85/536/EEC, "On crude oil savings through the use of substitute fuel components in petrol".1985.

pocas modificaciones a los sistemas de distribución y ninguna modificación a los vehículos que funcionan con motores de combustión interna diseñados para operar con gasolina.⁶⁸⁹

Asimismo el Consejo Europeo expresa entre otros fundamentos en favor del uso de biocarburantes en el sector del transporte, que las mezclas de gasolina con biocarburantes no conllevan riesgos de seguridad, a la salud humana o al medioambiente, que sean significativamente diferentes de los que presenta la gasolina que se usa en la comunidad.⁶⁹⁰

La autorización era un paso positivo para la apertura del mercado de biocarburantes en la CEE, sin embargo, no se trataba de una medida decisiva para el desarrollo del sector, en gran parte porque esta decisión del Consejo coincidía justamente con el inicio de un periodo de caída de los precios del crudo, sobrevenido entre otras causas por el debilitamiento de la cooperación en la disciplina de cuotas de producción de la OPEP. Los bajos precios del crudo que siguieron a enero de 1985, desincentivarían la inversión en la producción de biocarburantes como productos aditivos sustitutivos de la gasolina importada y estancarían nuevamente la expansión de este mercado en Europa.

IV.1.3. La política medioambiental europea, el mercado común y la perspectiva de los biocarburantes en un periodo de bajos precios del petróleo

Mientras que las políticas de diversificación de fuentes primarias, así como el incremento de la seguridad de suministro de carburantes mediante el desarrollo de recursos propios, perdía peso en un escenario de bajos precios del petróleo, otros fundamentos de importante calado, como la protección del medioambiente y el buen funcionamiento del mercado único, iniciarían un desarrollo progresivo que se materializaría en su reconocimiento en los tratados originarios a finales de los 1980s. Aun con este notable desarrollo político, el progreso efectivo de las medidas medioambientales para regular el ámbito de la energía estaría subordinado durante gran parte de este periodo a los objetivos de competitividad internacional de la economía europea, al menos hasta el final de los 1990s cuando la política medioambiental vuelve a adquirir peso político. En este contexto, el progreso en materia de política energética y uso de energías renovables en el transporte se sustentó en las bases jurídicas para el desarrollo del mercado común europeo.

Con el fin de reducir las distorsiones a la competencia y a la integración comercial en el mercado único, que podrían ocasionar las medidas fiscales o las regulaciones de carácter energético-medioambiental establecidas unilateralmente por los Estados miembros, las reglas del funcionamiento del mercado común serían durante de este periodo, la base legal de medidas concretas de ámbito comunitario para el fomento de las energías renovables en el transporte y los biocarburantes.

Aunque las preocupaciones medioambientales se extendían a todos los sectores económicos, la importancia de la protección ambiental se manifestaba de manera especial en el sector del transporte, donde los combustibles fósiles dominan el mercado. Se considera que estos combustibles imponen un alto coste a la sociedad por el deterioro ambiental, debido principalmente

⁶⁸⁹ Ver: Council Directive 85/536/EEC, "On crude –oil savings through the use of substitute fuel components in petrol".1985.

⁶⁹⁰ Ver: Council Directive 85/536/EEC, "On crude –oil savings through the use of substitute fuel components in petrol".1985.

a las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, unos costes que el mercado no puede asignar eficientemente por sí solo. Estas consideraciones aparecen pronto como fundamentos del apoyo político de combustibles renovables sustitutos al petróleo en el transporte automotor (UE-EEB, 2005).

Dimensión medioambiental de la política energética

El reconocimiento de la política medioambiental europea en el derecho originario era parte de un proceso de desarrollo iniciado después de la Conferencia de Naciones Unidas en medioambiente realizada en Estocolmo en 1972, que llevó al Consejo Europeo a iniciar una Política medioambiental de ámbito comunitario y a lanzar en 1973 el primer Programa de Acción Medioambiental para la Comunidad. El incremento de las preocupaciones medioambientales llevó a adoptar una serie de pasos para la incorporación gradual de la política medioambiental en las decisiones políticas de nivel comunitario. Sin embargo, sería en la segunda mitad de la década de los 1980s donde se asumiría claramente un mayor rol de las instituciones en el ámbito medioambiental y su relación con el mercado de la energía.

En el mismo año en que el informe socioeconómico de las Naciones Unidas *“Our Common Future”* más conocido como el Informe *“Brundtland”*, acuñara el término “desarrollo sostenible” en 1987, entró en vigor el Acta Única Europea de la Haya. Este acuerdo modificaba los tratados Comunitarios, dotando de mayores atribuciones a las instituciones europeas para asegurar el cumplimiento de las normas sobre libre competencia y libertad de movimiento en el mercado único.⁶⁹¹ Aunque no hubo una provisión especial sobre una política energética común para las Comunidades Europeas, se ampliaron los títulos del tratado del 57 y se incorporaron otros títulos como el relativo a la protección del medioambiente que dotaba de competencia a la Comunidad Europea para legislar y establecer objetivos políticos en materia medioambiental.⁶⁹²

Aunque el desarrollo de la política medioambiental en Europa tenía carácter propio y era reconocida en el derecho originario había muchas reticencias por parte de los Estados miembros a centralizar la política medioambiental y energética a nivel comunitario. El paso a la integración en materia de política medioambiental estuvo impulsado en gran parte por el riesgo de que las políticas que los Estados miembros establecieran para la protección del medio ambiente generasen distorsiones al desarrollo del mercado común o la libre competencia. Por lo cual, la armonización de instrumentos de política medioambiental a nivel comunitario también era necesaria desde el punto de vista de integración económica, así como de la competitividad de la industria europea en los mercados globales (UE-EEB, 2005).

La reorientación de las acciones comunitarias en materia de política medioambiental incidiría en la integración con un enfoque más sectorial de las políticas, y la apertura hacia nuevos instrumentos se iniciaría tras la aproximación al paradigma del “Desarrollo sostenible” en la visión de la forma de desarrollo económico de Europa. Una serie de factores contribuyeron con este nuevo enfoque de la política medioambiental europea durante este periodo, entre estos, la emergencia de la amenaza

⁶⁹¹ Ver: El mercado Interno es definido por el Art. 14 del Tratado de la Comunidad Europea como “un área sin fronteras internas en la cual el libre movimiento de bienes, personas, servicios y capital está garantizado de acuerdo a las normas del tratado” (2006) OJ C321/E37.

⁶⁹² Ver Decisión 1230/2003/EC del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo del 26 de Junio del 2003 para adoptar un programa multianual de acción en el campo de la energía: “Energía Inteligente-Europa”.

global del cambio climático, el mayor apoyo a nuevos instrumentos regulatorios y una nueva ola de “medioambientalismo” en Europa.⁶⁹³

Un nuevo enfoque regulatorio basado en instrumentos económicos fue impulsado por la Comisión. Dentro de estos instrumentos, y especialmente relevante para el desarrollo del mercado de biocarburantes, estaba la posibilidad de establecer un impuesto al carbono a nivel europeo. Medida que ya venía siendo utilizada en algunos países de la OCDE, como los países nórdicos. Después de analizar el impacto económico, social y medioambiental, un proyecto piloto de un impuesto al carbono y a la energía fue propuesto en 1992. Este impuesto se enfocaría en la eficiencia energética y en la sustitución de los combustibles, ambos orientados a alcanzar objetivos concretos en el marco de un cambio estructural. La estratégica reorientación quedó plasmada en el Quinto Programa de Acción medioambiental (1992-1999). Entre los principales elementos que proponía el Quinto Programa se encontraba: El objetivo principal de desarrollo sostenible de acuerdo con la definición “Brundtland”; el enfoque sectorial de la política medioambiental para integrar la dimensión medioambiental en los sectores más contaminantes como el transporte, la energía, o la agricultura entre otros; el énfasis en los instrumentos económicos orientados al mercado tales como incentivos fiscales o instrumentos voluntarios, o el establecimiento de objetivos de largo plazo de reducción de algunos contaminantes, así como la implementación de instrumentos para alcanzar dichos objetivos (UE-EEB, 2005).

En este contexto, la Comunidad Europea y sus Estados miembros suscribieron en 1992 la Convención Marco para el Cambio Climático, que establecía como objetivo estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera a un nivel que reduzca el impacto de las emisiones antropogénicas en el sistema climático global. La Comunidad Europea reconocía que el Cambio Climático es uno de los más grandes desafíos medioambientales para las próximas décadas por lo que era necesaria una coordinación de las políticas y las medidas necesarias a nivel de la Comunidad Europea con el fin de enfrentar el problema. La relación con las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el consumo de petróleo y otros combustibles fósiles, era una base clara para el impulso de una política medioambientalmente más sostenible en el sector de la energía y una oportunidad para los productos sustitutos más sostenibles como los biocarburantes.

Asimismo, en el tratado de Maastricht de 1992 se desarrolló la base legal para los requerimientos derivados de los objetivos de protección ambiental al establecer que estos deben estar integrados dentro de la definición e implementación de otras políticas y acciones comunitarias, lo cual fue muy significativo para el ámbito energético debido a la estrecha relación entre energía y medioambiente. Desde el punto de vista del mercado común, esta última medida afectaría también la aplicación de las reglas del tratado para el libre movimiento de bienes, en relación con las medidas ambientales nacionales adoptadas para el desarrollo de energías renovables.⁶⁹⁴

A pesar de este desarrollo, el nuevo enfoque de la política medioambiental europea, encontró considerable resistencia de los Estados miembros por lo que no pudo plasmarse en medidas concretas que favorecieran la competitividad de las energías renovables. Las iniciativas de la Comisión Europea para establecer un impuesto al carbono no hallaron apoyo suficiente entre los

⁶⁹³ Ver: (UE-EEB, 2005)

⁶⁹⁴ Ver: Caso C-379/98 *Preussen Elektra Aktiengesellschaft Vs Schleswig Aktiengesellschaft* (2001) ECR I-2009, para 78.

Estado miembros y esto se manifestó en la Conferencia de las Naciones Unidas para el Desarrollo Medioambiental, donde el enfoque se centró más en la promoción de la competitividad de las industrias europeas y en la descentralización de las políticas medioambientales, contradiciendo directamente las ambiciosas ideas establecidas en el Quinto Programa de Acción Medioambiental. La consecuencia, fue un estancamiento general de las medidas en política medioambiental, incluyendo el impuesto energético al carbono y otras medidas de promoción de energías renovables, que hubieran facilitado un desarrollo más temprano de la industria de biocarburantes en la UE. Las iniciativas al desarrollo de instrumentos medioambientales de ámbito comunitario se encontraban con la fuerte oposición de los Estados miembros, de otras direcciones de la Comisión Europea, así como de los sectores industriales afectados.⁶⁹⁵

El Mercado único y la fiscalidad de la energía

Así, ante la carencia de una base legal propia para adoptar medidas regulatorias comunes en el sector energético de los hidrocarburos y la reticencia de los Estados miembros a facilitar la gobernanza del mercado de carburantes a nivel comunitario, impidiendo la materialización de las propuestas de desarrollo medioambiental de la Comisión Europea, tales como un impuesto al carbono o alguna medida regulatoria de uso de energías renovables en el transporte, otras fuentes del derecho comunitario abrirían el paso a uso de instrumentos fiscales para regular los mercados de productos energéticos que estaban fuera del tratado, principalmente el mercado de productos energéticos para el transporte. Las sólidas reglas y la mayor competencia de las instituciones comunitarias para regular el mercado común, serían las bazas para justificar una de las primeras medidas que regulaban el uso de combustibles fósiles en el transporte y fomentaban el uso de biocarburantes. Así, en 1992 se estableció el primer impuesto selectivo a los hidrocarburos a nivel comunitario.⁶⁹⁶

Con el fin de facilitar el buen funcionamiento del mercado interno en la Comunidad Europea y la libre circulación de mercancías, se establecieron los productos que serían objeto de impuestos especiales normalizados a nivel comunitario, entre los que se encontraban los hidrocarburos usados en el transporte. El impuesto selectivo a los hidrocarburos establecido por la Directiva 92/12/CEE del Consejo Europeo era un tributo de naturaleza indirecta que gravaba su fabricación, importación e introducción en el mercado comunitario con fines comerciales, siendo en su momento el único impuesto a los productos energéticos armonizado a nivel comunitario.⁶⁹⁷

En este caso se trata de un hito en la regulación del consumo del petróleo a nivel comunitario. Aun cuando el derecho originario tenga que ver más con las competencias del Consejo Europeo para el diseño de la política fiscal y la armonización de los impuestos al consumo previstas en el artículo 93 del tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, que con unas competencias delegadas para regular y fiscalizar el sector energético-ambiental; estos gravámenes eran un avance claro en la política energética común en materia de hidrocarburos, que favorecerían ulteriormente la introducción de biocarburantes en el mercado europeo.

⁶⁹⁵ Ver: (UE-EEB, 2005)

⁶⁹⁶ Ver: Directiva 92/12/CEE del Consejo de 25 de febrero de 1992, relativa al régimen general, tenencia, circulación y controles de los productos objeto de impuestos especiales.

⁶⁹⁷ Ver: Directiva 92/12/CEE del Consejo de 25 de febrero de 1992, relativa al régimen general, tenencia, circulación y controles de los productos objeto de impuestos especiales.

A pesar de este gran progreso, una política paneuropea en materia de energía y medioambiente que promoviera el uso de las energías renovables en el transporte era todavía inexistente. Las consultas iniciadas por la comisión en 1993 acerca de las directrices de una nueva política energética dieron lugar al "*Libro Blanco*" publicado en diciembre de 1995, el cual fue considerado por el Consejo Europeo como la base para armonizar los tres pilares sobre los que se construiría la política energética de la Unión: Competitividad, Seguridad de suministro y Protección ambiental⁶⁹⁸. La Comisión posteriormente reconocería que las deficiencias en el marco Legal aplicable eran un obstáculo para la consecución de tales objetivos mediante instrumentos de nivel comunitario, por lo que era necesario una reforma de los tratados (COM, 1995).

Hacia finales de los años 1990s se observa un nuevo cambio en la trayectoria de la política medioambiental, donde el resurgimiento del enfoque de la sostenibilidad se concretaba en un nuevo desarrollo legislativo que fortalecería las políticas orientadas a las emisiones contaminantes de los 1980s, coexistía con un enfoque basado en la desregulación y en la descentralización de las competencias en materia medioambiental. La sostenibilidad reemergía en la agenda de la UE. Después de que fuera establecido como un objetivo comunitario en el tratado de Ámsterdam de 1997, fue la base de las iniciativas de la Comisión, así como de varias presidencias para el fomento de la integración de la política medioambiental, conocido como el Proceso Cardiff. La sostenibilidad y la integración de la política medioambiental se convirtieron en elementos claves para el desarrollo de una arquitectura política nueva para abordar los problemas medioambientales. La Comisión cambiaría el enfoque vertical, para dar paso a un enfoque más horizontal, definiendo objetivos y proponiendo medidas específicas para sectores concretos. El enfoque descentralizado de la regulación se basaba en la acción voluntaria de los ministerios de los estados miembros para desarrollar las mejoras medioambientales en sectores como el transporte o la agricultura (UE-EEB, 2005).

En 1997 la Comisión de las Comunidades Europeas en su comunicado al Consejo Europeo propone un mayor impulso comunitario a las energías renovables, dado que éstas contribuyen a reducir los gases de efecto invernadero, son producidas dentro de la Comunidad, y generalmente son de alta disponibilidad. En este sentido la Comisión europea señala que el incremento de su consumo a nivel comunitario sería un instrumento no solo de protección ambiental, sino que serviría para incrementar la seguridad y diversificación del suministro energético (COM, 1997).

En el caso específico de los biocarburantes la Comisión sostiene que los costos no debían empañar sus ventajas para la creación de empleo, la protección ambiental y el desarrollo agrícola. Asimismo señala que la Política Agraria Común (PAC) apoya la producción de materias primas agro-energéticas para la obtención de Biocarburantes y que la fiscalidad de los productos energéticos generarán los incentivos necesarios para el desarrollo de las energías renovables como los biocarburantes, mientras que permitirían internalizar los costes medioambientales del uso del petróleo. Señala además que es necesario promover programas donde se incida en la penetración en el mercado de las energías renovables, con el objetivo de incrementar su cuota en el suministro total de energía, así como el incremento del uso de los biocarburantes en el transporte (COM, 1997).

⁶⁹⁸ Ver: Resolución del Consejo del 8 de Julio de 1996 sobre el "Libro blanco "Una política energética para La Unión Europea 96/C 224/01.

Coincidentemente con la Comisión, el Consejo Europeo en 1998 declaraba que una producción autóctona contribuiría por sí misma a la seguridad de suministro, enfatizando que el problema se encontraba más en la importación energética de terceros países que en la propia dependencia en la producción local.⁶⁹⁹ Este enfoque sobre el significado de la seguridad energética era más favorable al interés en el desarrollo de una industria energética propia, que en reducir el riesgo energético mediante la diversificación de fuentes de suministro, lo que pondría en cuestión no solamente a la misma política de diversificación de fuentes, sino la propia sostenibilidad medioambiental derivada de la domesticación de la visión de la seguridad energética.

Entre las posibilidades de diversificación de fuentes, las energías renovables se presentaban como una opción interesante para cumplir entre otros objetivos, la protección del medioambiente. Instituciones de ámbito Internacional como el Comité para la política medioambiental de la OECD señalaban que muchos Estados miembros estaban realizando esfuerzos, para desarrollar su capacidad de producción de energías renovables, entre las cuales los biocarburantes eran una de las más importantes alternativas. Las principales razones se encontraban en la mejora de la seguridad energética a través de la diversificación del suministro, el cumplimiento de objetivos medioambientales, así como económicos y sociales, tales como el incremento del empleo y las posibilidades de exportación (OCDE-EPC, 1998).

El Consejo Europeo estableció solamente un programa plurianual para las actividades energéticas durante el período 1998 -2002, así como una serie de programas específicos vinculados a éste. Esto parecía haber iniciado un nuevo curso en la evolución de la regulación comunitaria en el ámbito de la energía, sin embargo las coyunturas petroleras subsiguientes demostraron la poca capacidad para reaccionar conjuntamente que mostraba la endeble estructura comunitaria en materia de política energética.⁷⁰⁰

Como hemos mencionado, durante este período la gobernanza comunitaria en materia de energía continuaría siendo competencia prioritariamente nacional, por lo que se basó en un modelo descentralizado entre la coregulación y la autoregulación de los Estados miembros, signo de que la convergencia en materia de política energética todavía estaba lejos de ser una realidad.⁷⁰¹ El bajo nivel de precios del crudo durante este periodo debió haber tenido una influencia cierta en la postergación de las decisiones comunes en materia de diversificación de suministro de fuentes, así como en el desarrollo y uso de fuentes renovable de energía primaria como la biomasa.

Los biocarburantes, como opción de sustitución parcial del consumo de derivados de petróleo en el transporte rodado no encontraban una clara salida política a nivel comunitario, tanto por la divergencia de intereses entre los Estados miembros en materia de hidrocarburos y en el uso de energías renovables en el transporte rodado, como el contexto de bajos precios del petróleo. Para algunos países con grandes capacidades de producción de agro-energéticos, ésta constituía una opción muy interesante en relación con la diversificación de la producción en el sector agrario. Para otros, con menor capacidad de producción de agroenergéticos el interés era menor; además, los mayores costos de los carburantes que podría implicar el uso de biocarburantes en las mezclas con

⁶⁹⁹ Ver: Directiva del Consejo, 98/93/CE por la que se modifica la directiva 68/414/CEE. (1998), OJL358/102.

⁷⁰⁰ Ver: *Council Decision 99/21/EC, EURATOM of 14 December 1998 adopting a multi annual framework programme for actions in the energy sector (1998-2002) and connected measures.*

⁷⁰¹ Ver: (Talus, 2013)

carburentes fósiles como la gasolina o el diésel, generaba gran incertidumbre, especialmente en los periodos de bajos precios del petróleo como el de los 1990s.

Ambas dimensiones políticas, tanto la medioambiental, como la del mercado común europeo, dotarían de nuevos fundamentos para el desarrollo de energías renovables y el uso de biocarburantes en el transporte, pero no sería hasta el nuevo remonte de los precios del crudo a finales de los 1990s y el resurgimiento del problema de seguridad energética, cuando se impulsaría una nueva política agro-energética de promoción de energías renovables para el transporte a nivel de la UE.

IV.1.4. Biocarburantes y las negociaciones multilaterales para la liberalización del comercio agrícola tras la Ronda de Uruguay

Aun después de la crisis económica originada tras la crisis del petróleo las políticas de diversificación energética en favor del uso de biocarburantes a nivel comunitario fueron básicamente de recomendación, por lo que no tuvieron la suficiente fuerza vinculante como para fomentar el cambio en los patrones de producción y consumo de carburantes en el mercado de la UE. Consideramos que gran parte de esto puede explicarse por la organización de los mercados de energía en torno a una fragmentada política energética, pero también por el sistema de protección agraria de la UE ante la evolución en los mercados de productos agrícolas en el contexto internacional.

Durante este periodo y hasta fines de los 1990s los bajos precios en el mercado internacional del petróleo enfriaron el interés en promover energías renovables mediante una fuerte política energética de ámbito comunitario. Paralelamente en el ámbito de la regulación de los mercados agrícolas, la década de los 1980s fue el inicio de un proceso de cambios con el fin de adaptar la PAC a las nuevas reglas de juego en los mercados internacionales de productos agrícolas. Este proceso de negociación para un acuerdo sobre la agricultura giraría en torno a la intervención del Estado en los mercados de productos agrícolas, y finalmente, tras la ulterior adopción el AoA, conduciría a una serie de reformas de la PAC, afectando la comodidad que brindaba el tradicional sistema de proteccionismo europeo, especialmente en aquellos productos agrícolas con potencial agro-energético.

La arquitectura en que se basaba el sistema de protección del sector agrícola de la PAC giraba en torno a la de protección de los precios de los productos agrícolas para el mercado común y a la protección del mercado interno, generando no solamente efectos en el mercado interno sino también, efectos colaterales en los mercados internacionales. La PAC generaba costes de transacción, costes originados por la distorsión de los mercados, así como efectos indirectos negativos para el resto de la Comunidad, pero también una gran distorsión y pérdidas de bienestar fuera de las fronteras de la CEE, en terceros países (OCDE, 2000).

Como hemos mencionado líneas arriba, las políticas proteccionistas y distorsionantes de los mercados internacionales en materia de agricultura fueron excluidas de las disciplinas del GATT. Esto significó el desarrollo de una serie de políticas de protección al sector que generaron una serie de problemas vinculados a las sobreproducción y la caída de los precios de los productos agrícolas a nivel internacional. Los problemas de sobreproducción generados por el sistema de ayudas de la PAC fueron exacerbados por el mecanismo de compra de la UE de ciertos productos agrícolas que expandían el nivel de demanda por encima de la demanda de mercado. Esto llevaba a que la UE

tenga que comprar millones de toneladas de excedentes de producción cada año y a acumular gigantescos stocks que luego eran recolocados en los mercados de los países en desarrollo (Patterson, 1997).

La implicancia de la PAC y las políticas de otros países industrializados en los países menos desarrollados era un argumento cada vez más fuerte para impulsar una nueva negociación en materia de comercio agrícola. La liberación del comercio agrícola empezó a ser vista como una forma de desarrollar las economías de los países menos desarrollados y por tanto las barreras así como las medidas más distorsionantes del comercio fueron abiertamente cuestionadas, tanto por su efectividad interna en relación a los problemas de la agricultura europea, como por el impacto externo en el mercado global. De acuerdo con Valdés y Zietz (1980), una mayor reducción a las restricciones al comercio internacional de productos agrícolas en los países de la OCDE podía incrementar sustancialmente las ganancias derivadas del comercio exterior para los países menos desarrollados. Si los países desarrollados redujeran su nivel de protección en un 50 %, las ganancias de las exportaciones de 56 de los países menos desarrollados podrían incrementarse en al menos 3000 millones anuales, con una tendencia incremental. Estas ganancias servirían para financiar el 39 % de las importaciones de cereales, incrementando los recursos para cubrir la demanda alimentaria doméstica de muchos países pobres.

Así, la ganancia potencial proveniente de las exportaciones de los países menos desarrollados tras la liberalización del comercio agrícola igualaría el volumen total de las ayudas a la agricultura para los países de menores ingresos (por entonces estimada en 1077 en alrededor de 3000 \$ millones. Una reducción permanente de las restricciones al comercio internacional podría llevar además a los países menos desarrollados a expandir sus exportaciones hacia nuevos y más elaborados productos, desarrollando así sus sistemas de producción y procesamiento de materias primas agroindustriales, y concentrando mayores recursos para el incremento de la producción agrícola (Valdés & J., 1980).

Los cuestionamientos de los países al proteccionismo agrícola europeo y estadounidense se fundaban principalmente en la gran distorsión causada en los mercados y los efectos negativos en el nivel de precios de los productos agrícolas debido entre otras medidas, a las subvenciones a las exportaciones. Para los 1980s, las ayudas a los productores agrícolas en los países industrializados no solo habían generado inmensos excedentes de producción de cultivos agrícolas, sino que dichos excedentes eran, mediante nuevos subsidios, exportados a los mercados internacionales, trayéndose abajo los precios internacionales de los productos agrícolas. Asimismo, la carga fiscal vinculada a protección en la frontera se había incrementado notablemente, impidiendo a los productores de terceros países ingresar a los mercados alimentarios de EEUU y la UE. La recesión económica y la alternativa para salir de la crisis que representaba una economía más abierta y un mayor comercio internacional, impulsó nuevas negociaciones multilaterales que incluyeron nuevas reglas para el sector agrícola (Stancanelli, 2009).

Uno de los efectos sobre el comercio internacional derivado de las políticas de apoyo a la agricultura eran los "efectos relativos en los precios", entendidos como los incentivos directos que los programas de ayudas a la agricultura pueden generar sobre la producción a través de su incidencia directa sobre los precios. Esto incluye los precios producción y el pago por el producto, o los precios de los inputs usados para la producción agrícola menos el pago por los inputs. Los efectos sobre los precios relativos son afectados directamente por las condiciones de los programas, que permiten o

prohíben las actividades agrícolas. Estas condiciones pueden incluir el retiro de algunos recursos de la producción agrícola, o establecer topes máximos de *inputs u outputs* para que puedan recibir las ayudas. En este contexto, la evidencia empírica muestra que las diferencias significativas en los efectos sobre la producción de distintos tipos de medidas de apoyo a la agricultura y generalmente, las ayudas a los precios y los pagos vinculados a la producción, son considerados como la referencia de los grandes impactos, mientras que los pagos basados en la tierra, particularmente desvinculados de la producción, presentan menores impactos que distorsionen el comercio (Anton, 2008).

Los efectos en el riesgo ocurren cuando los programas de ayudas reducen el riesgo de ingresos percibido por los agricultores por las actividades agrícolas de producción. Esto puede inducir a los agricultores a producir más de lo que el mercado demanda, porque el riesgo asociado con las actividades agrícolas es menor que aquel comparado con las actividades no agrícolas. Esto puede ser originado por el propio diseño del programa de ayudas que es por definición contra-cíclico en relación con los ingresos de los agricultores, los precios o los rendimientos, o por las decisiones *ad-hoc* del gobierno para responder a esas circunstancias. En ambos casos las decisiones sobre la producción pueden ser afectadas por el efecto de la reducción sustancial del riesgo de las políticas, dado que la evidencia empírica muestra que los agricultores tienen un elevado grado de aversión al riesgo y por tanto buscan que el gobierno les dé la seguridad que no encontrarían con un funcionamiento más libre de los mercados. Además estos efectos en la percepción del riesgo pueden darse inclusive si las ayudas no tienen carácter contra-cíclico, por el efecto aumento de riqueza. Los efectos sobre la percepción del riesgo pueden incrementar los niveles de producción, teniendo una consecuencia directa en los precios de mercado. La evidencia empírica ha demostrado en muchos estudios que los efectos sobre la percepción del riesgo pueden suceder con varios tipos de programas de ayudas a la agricultura, especialmente con las ayudas a los precios (Anton, 2008).

Las expectativas relacionadas a los programas de ayudas, los pagos y en general sobre la política de protección del sector pueden también afectar las decisiones de producción de una forma dinámica. Por ejemplo, las decisiones *ad-hoc* de los gobiernos sobre la actualización del nivel de pagos a los agricultores puede generar expectativas sobre el futuro y en consecuencia pueden afectar la producción, aunque respecto de los efectos dinámicos de los programas de ayudas es más difícil obtener evidencia empírica en relación con la magnitud de esos efectos (Anton, 2008).

En relación con el cambio en la política agrícola y los efectos indirectos y directos en el interés del sector agroindustrial europeo en la producción de biocarburantes, observamos que las expectativas de protección del sector fueron afectadas principalmente por dos eventos muy vinculados a la política de protección agraria en la UE: la reforma de la PAC de 1992 y los compromisos derivados de las negociaciones de la Ronda de Uruguay en materia de comercio agrícola.

Desde el inicio de la ronda de Uruguay del GATT, en la Comunidad Europea hubo dos respuestas en torno a la reforma de la PAC. El 1988 se dio un primer paquete de estabilizadores de la reforma de la PAC y un segundo en 1992 con el paquete de reforma *MacSharry*. La primera funcionaba como un mecanismo provisional, mientras que las introducidas por la reforma *MacSharry* se enfocaron en promover el cambio de un oscuro sistema basado en los subsidios pagados por los consumidores finales, aun sistema de subsidios transparente que recayera sobre los contribuyentes, pasando gradualmente de un sistema de ayudas a los precios a pagos directos. Esto representaría un verdadero cambio de paradigma en la política agrícola europea y pavimentó el camino hacia el

futuro acuerdo multilateral en materia de liberalización del comercio agrícola. El poder y la heterogeneidad de los grupos de interés, tanto a nivel nacional, comunitario e internacional, afectarían el grado en que se haría efectiva una reforma sustantiva de la PAC (Patterson, 1997).

El restablecimiento de las negociaciones multilaterales del GATT durante el inicio de la ronda de Uruguay en 1986 permitió renegociar las disciplinas en materia de comercio agrícola, mientras que se exigían compromisos futuros de reducción de los subsidios que distorsionan el comercio, así como compromisos de mantener solo los subsidios que no causen o que causen distorsiones mínimas y que se apliquen en el marco de objetivos de políticas públicas, como la protección del medioambiente, un tema que finalmente estaría estrechamente vinculado al sector de los biocarburantes (Stancanelli, 2009).

Posteriormente, las negociaciones se plasmaron en el Acuerdo sobre la Agricultura (AoA), que establecía nuevas concesiones y compromisos vinculantes que los miembros de la Organización Mundial del Comercio han de asumir respecto del acceso a los mercados, la ayuda interna y las subvenciones a la exportación de productos agrícolas; así como el Acuerdo sobre Medidas Sanitarias y Fitosanitarias. Así, el balance final de las negociaciones brindaría un marco para la reforma a largo plazo de las políticas que afectan el comercio de productos agropecuarios en el mediano y largo plazo, constituyendo un paso progresivo hacia una mayor liberación del mercado de productos agropecuarios. Con el acuerdo se institucionalizaba un "*corpus juris*" que regiría desde entonces el comercio de productos agropecuarios, y que dotaría de una mayor previsibilidad y estabilidad tanto para los países importadores como para los países exportadores (OCDE, 2011b).

En este contexto se redujeron en un 20 % las subvenciones a los insumos usados en la cadena de producción, las ayudas a los precios, a los costes de comercialización y de transformación industrial. Sin embargo las ayudas vinculadas al I+D y a la protección ambiental se incrementaron. Asimismo, se impulsó el cambio de los mecanismos de protección en la frontera, a un sistema arancelario más transparente y con compromisos de una progresiva reducción de los aranceles, y finalmente se exigiría una mejora de la transparencia sobre las barreras técnicas sanitarias y fitosanitarias (Muñoz del Bustillo & Bonete, 2000).

Estos cambios afectarían no solo la propia PAC, sino también las expectativas de los agricultores en relación con los mercados alimentarios y energéticos. Aunque el AoA no elimina el proteccionismo, los acuerdos alcanzados en materia de política agraria, derivados de la ronda de Uruguay afectarían el sistema de protección del sector agrícola comunitario y con ello los incentivos para una mayor producción de biocarburantes, especialmente ante la caída de los precios internacionales de los productos agrícolas.

Así, con la reforma de la PAC de 1992, influenciada por la Ronda de negociaciones del GATT en Uruguay, se produjo una mayor apertura hacia las políticas de producción de biocarburantes. Con la reforma de 1992 la PAC se modificó parcialmente, pasando de un sistema total de intervención en los precios y de las garantías de adquisición de la producción, a un sistema parcial de pagos desvinculados de la producción presente, y vinculados a la producción pasada. De acuerdo con Muñoz del bustillo y bonete (2000), estos cambios tenían como uno de sus principales objetivos, que los precios de los productos agrícolas de la UE se redujeran progresivamente hasta nivelarse con los precios en el mercado internacional.

Este cambio en la política de ayudas europeas a la agricultura afectaría directamente las materias primas usadas para la producción de biocarburantes como los cereales y las oleaginosas, que justamente habían sido los productos agrícolas que había disfrutado de la mayor proporción de las ayudas desde la institucionalización de la PAC. Con la reforma se buscaba hacer más competitivos estos productos y promover el incremento de su cuota no solo en los mercados de alimentación humana, sino también en el mercado de alimentación animal, lo que implicaba a su vez un corte drástico de las ayudas a las exportaciones.⁷⁰²

Así, la reforma se centró en sectores que habían disfrutado de alrededor del 80 % de las ayudas del FEOGA (Fondo europeo de Orientación y Garantía Agrícola). Entre estos sectores afectados por la reforma de la PAC se encontraban los cereales y las oleaginosas (girasol, colza y soja). El caso de los cereales la progresiva reducción de los precios de protección alcanzaría el 30 %. Posteriormente, con la reforma de 1999 que buscaba profundizar en la reforma de 1992, se pactarían caídas generalizadas de precios en el sector de los cereales de hasta un 20 %, más allá de la subida de las ayudas establecidas en un 10 % (Muñoz del Bustillo & Bonete, 2000).

Junto a las medidas de reducción de los precios de protección, se adoptaron medidas de acompañamiento vinculadas al logro de objetivos como la protección ambiental y el desarrollo agrícola sostenible. En este contexto la PAC apoyó el uso de materias primas para la producción de biocarburantes de primera generación, lo cual era una salida congruente con las disciplinas de la OMC, y los compromisos adoptados en el AoA. De la misma forma, la política de retiro de tierras de la producción agrícola en favor de su uso para otros tipos de industria, favorecería el uso de las tierras para la producción de materias primas para cubrir las necesidades en los mercados energéticos.⁷⁰³

El cambio en la forma tradicional de protección de los productos agroalimentarios con potencial agro-energético, incrementó gradualmente el interés del sector agroindustrial en muchos Estados europeos en vincular la producción agrícola con el mercado de biocarburantes. Desde entonces las expectativas de los productores del sector agrícola buscarían compensar las modificaciones en las políticas de protección del sector mediante el uso energético de los excedentes de producción agraria. Abrir el mercado de productos energéticos para las materias primas agrícolas en un potencial escenario futuro de menor protección a los productos del sector agrario, incrementó los incentivos del sector agroindustrial para producir biocarburantes. Esta elección privada estaría restringida a su vez por los bajos precios del petróleo en los mercados de la energía, así como por la lentitud de la política energética europea para expandir el uso de biocarburantes en el mercado del transporte.

⁷⁰² Ver: Muñoz del Bustillo y Rafael Bonete (2000).

⁷⁰³ Con las reformas también se estableció una obligación de dejar de cultivar un porcentaje de las tierras para los productores de cereales y semillas oleaginosas, a cambio de recibir pagos en forma de ayudas. En general se trata de sacar del mercado la producción de cereales y semillas oleaginosas con el objeto de reducir la producción y mantener el nivel de los precios y los ingresos de los agricultores. Además del porcentaje obligatorio de tierras de retirada que ha sido regulado y ha variado a lo largo del tiempo, los productores podían voluntariamente remover más áreas de la producción para el mercado agrícola recibiendo en este caso un pago sujeto a un límite preestablecido en la ley. Por lo menos hasta el final del 2003, los productores de semillas oleaginosas y cereales eran beneficiarios de pagos compensatorios Ver: (OCDE, 2011b).

IV.1.4. El repunte de los precios del petróleo, y el afianzamiento del impulso a los biocarburantes durante la década del 2000

Con el fortalecimiento creciente de los costes de la energía se afianzaría una mayor convergencia de intereses entre los Estados miembros de la UE en torno a una política energética común. El desarrollo de la política medioambiental, los cambios en el sistema de protección de la agricultura y la situación de los mercados de productos agrícolas serían vectores que favorecerían la adopción de medidas regulatorias y decisiones privadas que darían lugar a una expansión considerable del uso de biocarburantes en el transporte de la UE.

IV.1.4.1. Dependencia y seguridad energética en el sector de los hidrocarburos de la UE

Tras el efecto traumático sobre la economía europea, los choques exógenos originados por las crisis petroleras de los años 1970s tuvieron un efecto liberador en el consumo de petróleo en varios sectores económicos. Este notable cambio ha sido consecuencia del esfuerzo de los Estados miembros por administrar la demanda de petróleo plasmado en la política de diversificación energética, la exclusión de los derivados del petróleo para la producción de electricidad, el alto nivel de impuestos que gravan los productos petrolíferos, así como los cambios estructurales de la Unión Europea que han pasado de ser una sociedad eminentemente industrial a una sociedad más de servicios. Estas transformaciones y cambios institucionales han sido progresivas y han servido para atenuar el impacto de las erráticas variaciones de los precios del petróleo. Sin embargo, este desacoplamiento no se produjo en el sector del transporte, especialmente dominado por los carburantes de origen fósil dada la falta de alternativas a los derivados del petróleo y las características de la estructura de la demanda de energía en el sector (COM, 2000).

Desde entonces la seguridad de abastecimiento energético y el mantenimiento de cierta autonomía energética han sido uno de los tres pilares de la política energética de la Unión Europea junto con la competitividad y la protección ambiental. La situación de dependencia energética de la Unión ha sido en los últimos 30 años materia de discusión entre las Instituciones europeas y los Estados miembros, como también lo ha sido la elección de las estrategias para reducirla. La matriz de importaciones de petróleo de la Unión en 2004 reflejaba claramente la dependencia: Rusia abastecía el 27%, Noruega el 16%, las importaciones del Medio Oriente conforman el 19%, las del norte de África el 12% y las de otras regiones el 5%; dejando a la producción propia cubriendo solo un 21% del consumo de energía.⁷⁰⁴

Con el repunte de los precios del petróleo, la falta de una política energética común en materia de hidrocarburos y la enajenación de soberanía por parte de los Estados miembros a las instituciones supranacionales de la UE para conseguirla, era un debate cada vez más próximo al cambio institucional que a la inacción política (Voutilainen, 2008).

Teniendo como fundamento la necesidad del desarrollo de una política energética más estable y prospectiva para enfrentar conjuntamente la dependencia energética de Europa en los hidrocarburos, la Comisión publicó su libro verde "*Hacia una estrategia europea de seguridad de suministro*", en el año 2000. El reconocimiento expreso de la dependencia energética de Europa y la

⁷⁰⁴ Ver: (COM, 2000).

poca probabilidad de reducirla en el futuro fue la base para replantear la política energética en la Unión, desde una política coyuntural y fragmentada, hacia una política de largo plazo mediante una mayor administración de la demanda energética, con el fin de reequilibrar las condiciones frente a la administración de la oferta de petróleo en el mercado internacional. En este sentido la Comisión recomendó el uso de instrumentos fiscales para reducir la demanda de energía y proteger el medioambiente, así como las medidas enfocadas a la oferta de fuentes alternativas de energía, estableciendo la lucha contra el cambio climático como una prioridad en la política medioambiental de la Unión. Así, sobre la necesidad de una mayor seguridad energética y un mayor desarrollo de la política medioambiental, se podría justificar una política comunitaria para la promoción de las energías renovables (COM, 2000).

Entendiendo que las fuentes primarias convencionales de energía de la Comunidad Europea no son suficientes para poder llegar a una autonomía energética, y que solo mediante el desarrollo tecnológico en energías renovables y otras fuentes propias de energía se podría limitar el incremento constante de la dependencia de las importaciones en el sector, la Comisión define el objetivo de seguridad energética como:

*“El objetivo de garantizar, para el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía, la disponibilidad física y continuada de los productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores (privados o industriales), en la perspectiva del objetivo de desarrollo sostenible fijado desde el tratado de Ámsterdam”.*⁷⁰⁵

Asimismo advierte que la seguridad de abastecimiento no busca sino reducir los riesgos físicos, económicos, sociales y ambientales originados por la creciente dependencia energética, y que entre las metas propuestas deberá estar el equilibrio y la diversificación de las fuentes de abastecimiento tanto por productos energéticos como por regiones de importación; así como la adhesión de los países productores a la Organización Mundial del Comercio. Además, considera que es necesario que los sectores del transporte y de la construcción sean objeto de una política proactiva enfocada tanto en el ahorro de energía como en la diversificación a favor de energías no contaminantes (COM, 2000).

En el ámbito internacional las predicciones de la Agencia Internacional de la Energía indicaban que la demanda mundial de petróleo podría incrementarse en los próximos años en un 1.9 %, lo que significaría 33 millones de Barriles de petróleo más por día negociándose en el mundo para el año 2030. Ante este escenario de mayor ajuste en los mercados energéticos, las energías renovables ofrecen una gran promesa para la diversificación de suministro. Sin embargo, lo más probable es que aún con la implementación de políticas para incrementar su producción, la unión Europea siga necesitando importar grandes cantidades de petróleo y gas para cubrir su demanda energética en el futuro. Aún con todo, la diversificación de los suministros hacia las energía renovables contribuiría en el aumento de la seguridad energética en el mercado europeo y mundial.⁷⁰⁶

La Comisión ha considerado que dados los factores de riesgo externos (cualitativos, de precio, de inversiones y geopolíticos, etc.), la mejor garantía de seguridad de abastecimiento es preservar la diversidad de tipos de energía primaria y fuentes de suministro, y que si no se frena el aumento del

⁷⁰⁵ Ver: (COM, 2000).

⁷⁰⁶ Ver: (IEA-WEO, 2000).

consumo en los principales sectores, como el caso del transporte rodado, la dependencia energética de la Unión seguirá aumentando. En efecto la cantidad limitada de petróleo y la subida de los precios de los combustibles fósiles constituyen un reto tanto para el sector transporte como para la economía general de los países (COM, 2000).

IV.1.4.2. Diversificación de fuentes de energía en el transporte y biocarburantes

La importancia de los biocarburantes como fuente alternativa de energía se incrementaría desde inicios de la década del 2000. El Comité de Energía Sostenible de la Comisión Económica para Europa señalaba la importancia que los biocarburantes, como fuentes sostenibles y alternativas de energía, estaban teniendo en el mundo, resaltando el despliegue de las políticas energéticas aplicadas en las economías deficitarias de hidrocarburos para el fomento del consumo y la producción de nuevas fuentes renovables de energía. A la vez reconocía el alto y progresivo incremento de la dependencia en los combustibles de origen fósil, especialmente en el sector del transporte en la UE. En este sentido la Comisión Europea alertaba del incremento del nivel de importaciones de petróleo, cuyas previsiones indicaban un crecimiento aproximado de 10 puntos, pasando en promedio del 50% a 60% en 2010, en las regiones comprendidas en la OECD⁷⁰⁷, mientras que la dependencia energética de Europa podría pasar de un 80% a un 90% en 2020, si es que no se tomaran a tiempo las medidas necesarias para reducir las elevadas importaciones de Petróleo.⁷⁰⁸ A pesar de su alto coste, la Comisión recomendaba garantizar la presencia de los biocarburantes y otros carburantes alternativos en el sector del transporte y fomentar su crecimiento en el mercado (COM, 2000).

En un contexto de mayor apertura a la política de diversificación de fuentes de energía la Comisión iría impulsando la convergencia de los Estados miembros para adoptar medidas concretas de sustitución en el mercado del transporte. Basándose en un estudio de viabilidad de los posibles combustibles alternativos a los combustibles fósiles para el transporte de carretera, la Comisión Europea identificó tres candidatos que presentaban las mejores ventajas para la sustitución de los derivados del petróleo. Aquellos fueron el hidrógeno, el gas natural y los biocarburantes, cada uno con un consumo previsto mayor al 5% en los próximos 20 años. Sin embargo, fueron solamente los biocarburantes la única opción viable en el corto y mediano plazo para su promoción dentro de la UE (COM, 2001a).

Los biocarburantes de primera generación representaban una alternativa bastante atractiva por el carácter indígena de los insumos agro-energéticos, el estímulo al sector rural y al empleo, y porque su contenido de carbono era capturado de la atmósfera durante el proceso de fotosíntesis de la planta, ofreciendo notables mejoras ambientales frente a los derivados del petróleo. Por un lado, el potencial para producir biocombustibles de forma sostenible en la UE podría contribuir a la diversificación de la producción agrícola, elevar el nivel de empleo rural y cumplir las metas de reducción de gases de efecto invernadero (COM, 2001a). Por otro lado, presentaban una desventaja económica, dado que el estado del arte en la UE para producir biocombustibles los hacía poco competitivos cuando los precios del petróleo eran relativamente bajos. Los altos costes de producción, presentaban un coste adicional de más de €300 por cada 1000 litros a precios de \$31

⁷⁰⁷ Ver: (COM, 2000).

⁷⁰⁸ Ver: *UN Committee on Sustainable Energy of the Economic Commission for Europe, "Implications of market liberalization for Energy security" (2001).*

por barril; sin embargo se consideraba que a unos precios alrededor de \$65 por barril petróleo los biocarburantes llegarían al equilibrio competitivo (COM, 2001b).

El 8 de mayo del 2003 se promulga la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables para el transporte. La directiva, establece unos objetivos indicativos de consumo de biocarburantes en el transporte, aunque no prevé medidas fiscales que favorezcan la competitividad de los biocarburantes frente a los combustibles fósiles. Asimismo, el 27 de octubre del mismo año, el Consejo Europeo, sobre la base del artículo 93 del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, promulga la directiva 2003/96/CE por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición a los productos energéticos y la electricidad. Esta directiva buscaría incentivar mediante instrumentos fiscales aplicados a nivel comunitario el desarrollo de energías renovables, entre las que se consideraban los biocarburantes de automoción.

En el apartado séptimo del preámbulo de la Directiva relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte la Comisión Europea considera que: *“El aumento del uso de biocarburantes para el transporte, sin descartar otros posibles carburantes alternativos, incluidos el GLP y el GNC es una herramienta de la que la Comunidad puede servirse para reducir su dependencia de la energía importada e influir en el mercado de combustibles para el transporte, con las consiguientes repercusiones para la seguridad de abastecimiento energético a medio y largo plazo...”*⁷⁰⁹

Asimismo en el Art. 1 de la Directiva se señala que:

*“La presente directiva tiene por objeto fomentar la utilización de biocarburantes u otros combustibles renovables como sustitutivos del gasóleo o la gasolina a efectos de transporte en los Estados miembros, con el fin de contribuir a objetivos como la seguridad de abastecimiento en condiciones ecológicamente racionales y la promoción de fuentes de energía renovables”*⁷¹⁰

La Comisión alerta que casi toda la energía que se consume en el sector transporte procede del petróleo, que las reservas conocidas están restringidas a unas pocas regiones en el mundo y que las nuevas reservas serán más difíciles de explotar que las antiguas. Por lo cual la seguridad de abastecimiento energético en este sector, no solo debe enfocarse en reducir la dependencia de las importaciones de crudo, sino también debe promocionar la diversificación de las fuentes y tecnologías dentro de la Comunidad (COM, 2006a).

Asimismo, la Comisión europea señala que ante el constante incremento de los precios del crudo y siendo el transporte un sector que se alimenta fundamentalmente con petróleo, los biocarburantes líquidos constituyen una justificada prioridad política como únicos sustitutos directos del petróleo en el transporte. En el “Plan de Acción para la Biomasa”, la Comisión considera que la política energética de la Unión es un factor clave para alcanzar objetivos más generales como el crecimiento económico, la creación de empleo y el desarrollo sostenible, en un contexto de mayor dependencia energética. Para el logro de estos objetivos la Comisión enfatiza que el potencial doméstico para

⁷⁰⁹ Ver: Directive 2003/30/EEC 08/05/2003, of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.

⁷¹⁰ Ver: Directive 2003/30/EEC 08/05/2003, of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.

desarrollo de las energías renovables como la biomasa en Europa, el carácter sostenible de estas nuevas fuentes de energía primaria, así como la reducción de la demanda de energía relacionada con la eficiencia energética, conducirían a la reducción de la dependencia en las importaciones de productos energéticos (COM, 2005a).

Respecto a la importancia de una seguridad energética la Comisión Europea señala que la dependencia energética en el sector del transporte constituye un elemento de vulnerabilidad de la Unión Europea que ha quedado patente en las situaciones de crisis de los últimos años, y que ha llevado a que las medidas de apoyo a la seguridad energética sean una prioridad esencial de la política energética comunitaria (COM, 2006c).

Más recientemente, en la Directiva para la promoción del uso de energías renovables del 2009 la Comisión considera que el control del consumo de energía de la Unión Europea, el incremento del uso de energías renovables, así como el incremento de la eficiencia energética forman parte no solo del paquete de medidas para la lucha contra el cambio climático sino que también constituyen factores importantes para el incremento de la seguridad energética. Asimismo la Comisión sostiene que el uso de energías renovables en el sector transporte, es uno de los más eficaces instrumentos para que la Comunidad pueda reducir su dependencia del petróleo importado en el sector del transporte, en donde los problemas relacionados con la seguridad de suministro se hacen más críticos.⁷¹¹

IV.1.4.3. Los biocarburantes como energías renovables en el transporte y los compromisos medioambientales de la UE

La Unión Europea ha estado a la vanguardia de la política internacional de lucha contra el cambio climático, adoptando acuerdos internacionales y estableciendo una gama de políticas de carácter medioambiental a nivel comunitario, así como de sus Estados miembros para reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero en distintos ámbitos de la economía de la Unión. En este contexto, la promoción del uso de Energías renovables ha tenido un rol protagónico en la política medioambiental. En estas convergen una serie de intereses de carácter energético, medioambiental, y socioeconómico. En el caso del transporte rodado, donde las alternativas de desacoplamiento del petróleo son más limitadas que para otros sectores, además de estos intereses, también se incorporan aquellos intereses vinculados al sector de la agricultura, especialmente en la política de fomento de biocarburantes (COM-SEC, 2009).

IV.1.4.3.1. El compromiso medioambiental de la UE

La política medioambiental del UE, y su relación con los mercados y políticas en el ámbito de la energía y la agricultura, ha tenido un importante rol en el desarrollo del mercado de biocarburantes, especialmente tras la ratificación de los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el marco de la lucha contra el cambio climático. La sustitución de combustibles con gran contenido carbono con el fin de reducir las emisiones en el transporte y cumplir así con los compromisos de lucha contra el cambio climático derivado del Protocolo de Kioto, sería un elemento

⁷¹¹ Ver: *Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.*

importante para justificar el apoyo y los recursos destinados a expandir su consumo en el mercado único de la Unión Europea.

Mediante Decisión 94/ 69 /CE del Consejo Europeo se aprobó el objetivo de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). De acuerdo con el artículo 2 de la CMNUCC el objetivo de las partes signatarias de la convención sería alcanzar la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático, y en un plazo suficiente como para permitir a los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurando que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitiendo que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

La política medioambiental de la UE se encontraba jurídicamente vinculada a los principios de actuación en política climática establecidos por la CMNUCC. Entre los más importantes cabe mencionar: el principio de equidad sobre el que se asientan las responsabilidades comunes pero diferenciadas en relación con las medidas de abatimiento de gases de efecto invernadero, el principio precautorio para prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos, así como el principio de desarrollo y crecimiento económico sostenible.

El instrumento operacional de la CMNUCC es el protocolo de Kioto, adoptado el 11 de diciembre de 1997, pero en vigor desde el 16 de febrero de 2005, sería un impulso favorable a las medidas de mitigación en la UE, entre estas el uso de energías renovables y biocarburantes. Se trata de una herramienta jurídica sobre la que se articulan y concretan los principios básicos de la Convención y es donde se establecen los objetivos vinculantes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para un conjunto de 37 países industrializados y la UE en su conjunto. Este protocolo de actuación tenía un carácter absolutamente vinculante para la política medioambiental de la Unión Europea, y en consecuencia afectaría las decisiones políticas sobre las alternativas para enfrentar los problemas de seguridad en el sistema energético de la Unión, orientando las políticas hacia fuentes con menor intensidad de carbono. El instrumento se fundamenta en el reconocimiento de que los países industrializados son los principales responsables del incremento sostenido de las emisiones de GEI y que el desbalance actual de tales emisiones en la atmósfera son el resultado del uso continuado de combustibles fósiles desde la segunda mitad del siglo XIX.

El protocolo establece que las partes que han ratificado los instrumentos jurídicos se asegurarán, individual o conjuntamente, que sus emisiones antropogénicas agregadas de gases de efecto invernadero (especialmente CO₂, CH₄, N₂O y Gases F); no excedan las cantidades atribuidas en función de los compromisos cuantificados de reducción y limitación de las emisiones para cada una de las partes. Esta asignación de límites individuales fue establecida con el propósito de alcanzar un nivel de reducción global de emisiones de no menos del 5 % entre 2008 y 2012 (teniendo como año base las emisiones del 1990). El establecimiento de compromisos vinculantes de reducción fue un motor que impulsó una serie de políticas a nivel Comunitario enfocadas en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en distintos sectores de la economía, así como una justificación para la promoción de biocarburantes y otras energías renovables.

Para lograr esos objetivos las partes debían implementar políticas y medidas concretas relacionadas la lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones en sus respectivos países. El protocolo de Kioto además establecía tres mecanismos internacionales flexibles: Los mecanismos de

desarrollo limpio, el mercado internacional de emisiones y la implementación conjunta. Asimismo se recomendaban una serie de líneas de política ambiental a seguir, entre cuales estaban la eficiencia energética, la agricultura sostenible, la promoción de energías renovables, el secuestro de carbono y el desarrollo de nuevas tecnologías que demuestren tener menor impacto ambiental. En la tabla IV– podemos observar los compromisos de reducción vinculantes para los Estados miembros de la Unión Europea.

Tabla IV 1: Compromisos vinculantes de reducción de emisiones para los estrados miembros de la UE, la UE y estados asociados

	(%) de reducción de GEI	T ⁶ CO ₂ Equivalente
Alemania	-21 %	4.868.096.694
Austria	-13 %	343.866.099
Bélgica	-7,5 %	673.995.528
Bulgaria	-8 %	610.045.827
Chipre	-	-
Croacia	-5 %	-
Dinamarca	-21 %	273.827.177
Eslovaquia	-8 %	331.433.516
Eslovenia	-8 %	93.628.593
España	+15 %	1666.195.929
Estonia	-8 %	196.062.637
Finlandia	0 %	355.188.561
Francia	0 %	2.819.626.640
Grecia	+ 25 %	668.669.806
Hungría	-6 %	542.366.600
Irlanda	+13 %	314.184.272
Islandia	+10 %	-
Italia	-6,5 %	2.416.277.898
Letonia	-8 %	119.182.130
Lituania	-8 %	227.306.177
Luxemburgo	-28 %	47.402.926
Malta	-	-
Países Bajos	-6 %	1001.262.141
Noruega	+1 %	-
Polonia	-6 %	2.648.181.038
Portugal	+27 %	381.937.527
Reino Unido	-12 %	3.396.475.254
República Checa	-8 %	893.541.801
Rumanía	-8 %	1.272.835.099
Suecia	+4 %	375.188.571
Suiza	-8 %	-

Fuente: Elaboración propia partir de (IEA, 2013d) y Comisión Europea Decisión (2010/778/UE)

Uno de los principales instrumentos utilizados para el control y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel de la UE, ha sido el Régimen Común de Comercio de Derechos de Emisión-RCCDE. El RCCDE es uno de los principales instrumentos internacionales aplicados en el ámbito de la Unión Europea para reducir los niveles de emisiones locales de CO₂ y cumplir sus compromisos con el protocolo de Kioto.

El Régimen Común de Comercio de Derechos de Emisión funciona como un sistema de limitación y comercialización de permisos de emisión de gases de efecto invernadero o “*Cap and Trade system*”. El volumen máximo de gases de efecto invernadero que puede ser emitido cada año por las plantas de producción de electricidad, industrias manufactureras y otras instalaciones sujetas al régimen comunitario de derechos de emisión está sometido a un tope establecido a nivel de toda la UE. Bajo este tope de emisiones, las compañías reciben gratuitamente o compran permisos de emisión que

luego pueden usar o comercializar en el mercado. A pesar de que el RCCDE de la UE era el principal instrumento de política medioambiental establecido para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones, el sector del transporte quedó fuera del ámbito de aplicación del estándar global que limitaba las emisiones dentro de la UE.⁷¹²

La exclusión de determinados sectores económicos del RCCDE también se ha visto afectada por la existencia de políticas previas e instrumentos que ya eran aplicados en estos sectores. La exclusión del transporte rodado del RCCDE es un ejemplo de la interacción del RCCDE con los impuestos especiales sobre el consumo de carburantes en la UE, dado que la inclusión del sector “*upstream*” en el sistema podría haber llevado a una reducción de los impuestos especiales a los carburantes afectando el marco fiscal de este subsector de la energía. Esto sin mencionar que en la UE existe un alto nivel de fiscalidad de los carburantes en relación con los otros miembros de la OCDE, instrumento que ya de por sí emite una efectiva señal de precios que afecta las elecciones de los consumidores finales de carburantes⁷¹³ (Ellerman, Convery, & de Perthuis, 2010).

El RCCDE forma parte de un amplio cuerpo jurídico que sostiene la arquitectura de la política climático-energética de la UE. Estas políticas, estando enfocadas conjuntamente en alcanzar reducciones significativas de emisiones a los largo de la economía europea, se han plasmado en una división de esfuerzos. Esta división de esfuerzos se da principalmente entre los sectores cubiertos por el RCCDE como la energía, la industria y el transporte aeronáutico, y los sectores donde se aplican otras políticas como el transporte rodado y el sector residencial. En este sentido la promoción de biocarburantes forma parte de la estrategia comunitaria de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en ámbitos no cubiertos por el RCCDE.⁷¹⁴

La Unión Europea, va más allá de los compromisos de Kioto y establece un compromiso unilateral de reducción de emisiones de un 20 % para 2020, 20 % de eficiencia energética (reduciendo su consumo de energía primaria) y un 20 % en el uso de energías renovables. En este contexto, el objetivo de reducción del 20 % de las emisiones para el 2020 requiere, además de un recorte del 21 % de las emisiones de los sectores sujetos al RCCDE, que los sectores no cubiertos por el RCCDE y

⁷¹² Los permisos de emisión son la moneda del régimen de comercio de derechos de emisión, y la escasez de permisos generada por el tope máximo de emisiones es lo que le da valor. Cada permiso le da a su titular el derecho a emitir una tonelada de CO₂, o el equivalente de otros gases con un mayor potencial de efecto invernadero, como el N₂O o los PFCs. Estos permisos solo pueden ser utilizados una sola vez y las compañías deben entregar los permisos correspondientes por cada tonelada de CO₂ o de su cantidad equivalente en el caso de los otros gases GEI sujetos al régimen comunitario. En el caso de que los titulares de las instalaciones no entreguen los suficientes permisos para cubrir sus niveles de emisión, el sistema prevé severas sanciones económicas o hasta el cierre de las instalaciones Ver: *European Parliament and Council of the European Union (2009): “Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emissions allowance trading scheme of the Community”*

⁷¹³ En relación con las emisiones en pequeños sectores y fuentes emisoras de gases GEI, la inclusión de estas en un régimen como el RCCDE puede llegar a ser bastante difícil, principalmente para monitorizar y supervisar los operadores a pequeña escala. Por lo cual la exclusión de estos sectores del ámbito de aplicación del RCCDE puede haberse debido a que los costos de supervisión y monitorización, habrían sido considerados mayores que los beneficios de su inclusión en el RCCDE. Estos costos podrían haber superado ampliamente los beneficios ambientales de una potencial inclusión, especialmente ante la presencia de otros instrumentos ambientales aplicados a nivel comunitario y los aplicados dentro de las competencias de los Estados miembros sobre estos sectores. Ver: (Ellerman, Convery, & de Perthuis, 2010).

⁷¹⁴ Ver: (COM-SEC, 2009).

que forman parte de la Decisión de Esfuerzo Compartido de la UE, puedan alcanzar un nivel global de reducción de emisiones del 10 % respecto a 2005. Sectores como el transporte rodado, agricultura, desperdicios o la vivienda, están sujetos al cumplimiento de objetivos anuales de reducción de gases GEI implementados por los propios estados flexiblemente, y que varían de acuerdo con el desarrollo económico de cada país, pero que de forma global establece una obligación de reducción del 10 % para la UE en relación con las emisiones de estos sectores en el 2005.⁷¹⁵

La Comisión Europea sostiene la importancia de reducir las emisiones en sectores excluidos del RCCDE como el sector del transporte: *“Las políticas y las medidas deben aplicarse tanto en los Estados miembros como en la Comunidad a todos los sectores económicos de la Unión Europea, y no sólo a los sectores industrial y energético, a fin de producir reducciones de emisiones sustanciales. En concreto, la Comisión debe examinar políticas y medidas a nivel comunitario con vistas a que el sector del transporte contribuya de manera importante a que la Comunidad y sus Estados miembros cumplan sus compromisos contraídos en materia de cambio climático en el marco del Protocolo de Kioto.”*⁷¹⁶

La política climática de la unión europea se sostiene entonces en una serie de instrumentos que se han ido aplicando a nivel comunitario, así como a nivel de los Estados miembros de la UE. A pesar que el sector del transporte se encuentra fuera del ámbito de aplicación del RCCDE, que es el instrumento bandera de la política medioambiental de la Unión Europea, los compromisos internacionales en materia de cambio climático y la política comunitaria vinculada a la reducción de emisiones de carbono, han sido un catalizador político de las políticas de reducción de emisiones en el transporte rodado, no solamente mediante la aplicación de estándares de control de emisiones, sino también mediante el fomento del uso de energías renovables y en especial en la promoción del uso de biocarburantes.

IV.1.4.3.2. Biocarburantes como energías renovables para el transporte

Como hemos constatado en el punto anterior, las preocupaciones medioambientales y los compromisos adoptados han sido factores importantes en el impulso político de las energías renovables, especialmente para su consumo en el transporte. Esto principalmente por el relativamente bajo impacto sobre el medioambiente que presentan los biocarburantes en relación con los combustibles fósiles, cuyo consumo produce una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y diversos problemas atmosféricos como la lluvia ácida o la contaminación del aire por partículas, entre otros efectos externos. La Comisión Europea considera que para lograr el cumplimiento de los objetivos globales y nacionales relacionados con la protección del medioambiente, los biocarburantes representan una opción muy atractiva como sustitutos del petróleo, porque pueden llegar a reducir de 40% a 80%, las emisiones de gases de efecto

⁷¹⁵ Ver: Decisión Nº 406/2009 del parlamento Europeo y del Consejo: Sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la comunidad hasta 2020.

⁷¹⁶ Ver: Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.

Invernadero que liberan los combustibles fósiles, así como despedir una menor cantidad de partículas de monóxido e hidróxido de carbono a la atmósfera (COM, 2000).

En relación con los compromisos internacionales de reducción de emisiones de la UE la Comisión Europea considera que su cumplimiento se enfrenta a una creciente dependencia en los combustibles fósiles, dado que son las principales fuentes de emisión CO₂. En Europa el petróleo es el mayor responsable de las emisiones de CO₂ a la atmósfera con un 50% del total, mientras que el gas natural y el carbón representan el 22% y 28% de CO₂ liberado en la atmósfera respectivamente. Asimismo, mientras que los sectores de la generación eléctrica y de vapor concentran el 37% de las emisiones de CO₂, el sector del transporte representa un 28%, esperándose un significativo incremento de las emisiones en este sector entre 1990 y 2010. Como consecuencia de estos compromisos uno de los objetivos centrales ha sido establecer una política comprensiva tanto desde la Unión Europea como desde los Estados miembros para la promoción de las energías renovables, siendo especialmente relevantes los biocarburantes, como alternativas de reducción de emisiones para el caso especial del transporte rodado.⁷¹⁷

Los biocarburantes, como energías renovables, constituían el paradigma de la integración de los objetivos ambientales en el ámbito de la energía. Para esto se optaba por una postura abierta al mercado internacional, como parte de la política de sustitución de combustibles de origen fósil en el sector de transporte rodado. En esta etapa la Comisión Europea consideraría que el comercio de biocarburantes es una oportunidad para la promoción del desarrollo sostenible, en tanto que pueden abrir nuevos mercados para productos agro-energéticos que podrían beneficiar a los países menos desarrollados, cuyas economías presentan ventajas en la producción agrícola. El 15 de junio del 2001 se celebró en Gotemburgo el Consejo Europeo, en el que se adoptó una estrategia a nivel comunitario para concretar medidas tendentes a promover el desarrollo sostenible. Entre las medidas adoptadas por el Consejo Europeo se establecieron las bases para el desarrollo de la industria europea de biocarburantes (COM, 2001b).

La Comisión Europea, temiendo el potencial aumento de hasta un 50% de las emisiones de CO₂ originadas en el sector del transporte (equivalente a 1113 millones de toneladas) y sabiendo que las emisiones en el transporte rodado representan alrededor del 84% del total de emisiones totales en este sector, propuso ambiciosos objetivos de política energética común, como la sustitución del 20% de los combustibles fósiles por energías renovables para el 2020, con un 7% de éstas reservado para los biocarburantes. Los biocarburantes parecían ser la única opción económicamente viable, tanto por su capacidad de ser usado en mezclas con los carburantes fósiles, como por que podían usar la misma infraestructura sobre la que funciona el mercado de derivados del petróleo, lo cual reduciría en gran medida las inversiones en infraestructura. El balance de emisiones y la capacidad de sustitución en el corto plazo reflejaban las ventajas de los biocarburantes frente a otras opciones de sustitución energética para el transporte reconocidas por las Instituciones Europeas (COM, 2001c).

La Comisión consideraba que las ventajas medioambientales del uso de biocarburantes debían ser analizadas a lo largo de toda la cadena de valor, es decir la diferencia que hay entre el impacto sobre el medioambiente que generan los derivados del petróleo a lo largo del proceso de extracción,

⁷¹⁷ Ver: (COM, 2000).

refino, distribución y consumo final, frente al impacto sobre el medioambiente de los biocarburantes a lo largo de su cadena de valor. En este sentido la Comisión reconoce que, aunque teóricamente el balance de emisiones de CO₂ que los biocarburantes presentan sobre el medioambiente es positivo; el balance real dependerá de las prácticas agrícolas y de los procesos de producción, conversión y uso de los biocombustibles, por lo cual se deben tomar medidas para asegurar prácticas de producción agrícola sostenibles así como medidas de reforestación (COM, 2001b).

A nivel internacional también se observa la importancia de las energías renovables como instrumentos importantes para implementar medidas más acorde con los compromisos de desarrollo sostenible. Durante la Cumbre Mundial en Johannesburgo se declaró en el Plan de implementación, la necesidad de diversificar el suministro energético, de desarrollar tecnologías energéticas limpias, más eficientes, y costo efectivas, principalmente por medio de un sustancial incremento de las energías renovables en las matrices energéticas de los países a nivel global. La CE y los países miembros se comprometieron a incrementar el uso de energías renovables más allá de lo establecido en el acuerdo internacional, así como para cooperar en el cumplimiento de los plazos establecidos para el logro de ambiciosos objetivos establecidos a nivel nacional, regional y mundial.⁷¹⁸ En lo que respecta al uso de la biomasa, se expresaba la necesidad de mejorar el acceso a las tecnologías limpias para la producción de energía, así como la promoción de estas tecnologías en el marco de la sostenibilidad ambiental, reconociéndose la necesidad de combustibles líquidos, gaseosos y sólidos más limpios que compitan con el petróleo en el mercado del transporte (COM-ECCP, 2003).

El desarrollo de los biocarburantes forma parte de la Estrategia Comunitaria para el desarrollo sostenible, en un contexto en el que el consumo de petróleo en el sector del transporte dentro de la Unión Europea se halla en expansión, situación que llevará inexorablemente a un aumento de las emisiones de dióxido de carbono. En este sentido la Comisión Europea considera que el mayor uso de los biocarburantes servirá entre otras medidas, para el cumplimiento del protocolo de Kioto y los nuevos compromisos en materia ambiental a través de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.⁷¹⁹

En el Art. 1 de la Directiva para la promoción de los biocombustibles se señala: *“La presente directiva tiene por objeto fomentar la utilización de biocarburantes u otros combustibles renovables como sustitutivos del gasóleo o la gasolina a efectos de transporte en los Estados miembros, con el fin de contribuir a objetivos como el cumplimiento de los compromisos asumidos en materia de cambio climático, (...)”*⁷²⁰

Al comparar el poco desacoplamiento del petróleo por fuentes renovables de energía en el transporte en relación a otros sectores de la economía, la Comisión Europea señala que: *“El crecimiento constante del sector del transporte no ha conseguido mantener las pautas de diversificación energética hechas en el sector industrial para reducir el consumo de petróleo, por lo*

⁷¹⁸ Ver: *The Joint declaration by Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Estonia, The EU, Hungary, Iceland, Latvia, Malta, Lithuania, New Zealand, Norway, Poland, Romania, Slovakia, Slovenia, The Alliance of Small Island States, Switzerland and Turkey: The way forward on renewable energy.*

⁷¹⁹ Ver: *Directive 2003/30/EEC 08/05/2003, of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.*

⁷²⁰ Ver: *Directive 2003/30/EEC 08/05/2003, of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.*

que el alto consumo de crudo en el sector no ha permitido estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero. Los biocarburantes constituyen una importante vía para la reducción de las emisiones de GEI, en un futuro inmediato” (COM, 2005a).

Dos años después del establecimiento de la Directiva para la promoción de los Biocarburantes la Comisión calcula que en la Unión Europea las emisiones de GEI continúan siendo especialmente altas en el sector del transporte y que este sector es el responsable de alrededor del 21% del total de emisiones de gases que contribuyen al calentamiento global. Considera además que para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivados del protocolo de Kioto, es necesario buscar soluciones para reducir las emisiones de GEI en el transporte (COM, 2006a).

Posteriormente el Consejo Europeo adoptó como objetivo vinculante para todos los Estados miembros la reducción de al menos un 20% de emisiones de gases de efecto invernadero para el 2020 y de hasta un 30% en el caso de un acuerdo mundial que comprometa a los países desarrollados a reducciones comparables. Estas medidas tenían por objeto incentivar la transición hacia una economía baja en emisiones, con mayor seguridad energética y más competitiva (COM, 2008a). Tomando como referencia el informe *“Stern”*, el Consejo Europeo estableció además como objetivo jurídicamente vinculante dentro del marco de la política de lucha contra el cambio climático: el lograr que las energías renovables representen el 20% del consumo energético de la UE para el 2020. Las medidas estatales para cumplir estas obligaciones, servirían para dotar de la confianza necesaria que necesitaría el sector privado para invertir y desarrollar el sector.⁷²¹

En el año 2009 la nueva Directiva comunitaria para la promoción del uso de energía proveniente de fuentes renovables (2009/28/EC) establecería un objetivo vinculante de 20 % de energías renovables en la matriz energética de la UE para el año 2020 y una contribución específica de 10 % de energías renovables en el sector del transporte. En esta nueva estrategia comunitaria los biocarburantes son considerados un elemento clave para en el mix renovable europeo y necesario para alcanzar los objetivos de la estrategia 20-20-20. Sin embargo, el objetivo del 10 % de renovables en el sector ahora no solo significaría promover biocarburantes, sino que también se promovería el uso de otros tipos de energías alternativas provenientes de fuentes renovables. Además se sostiene que el fomento de los biocarburantes deber ser coherente con los objetivos medioambientales y de seguridad de suministro, por lo que las preocupaciones acerca de la forma de producción de los biocarburantes, son el fundamento para el establecimiento de unos criterios de sostenibilidad que deben tenerse en cuenta a lo largo de su cadena de producción.⁷²²

⁷²¹ De acuerdo con el *“Informe Stern”* los altos costes previstos del impacto del cambio climático, en un escenario de inacción de los Estados, podrían oscilar entre el 5% y el 20% del PIB mundial. Además, señala que los incrementos de los precios del petróleo advierten que la competencia por los recursos energéticos se ha intensificado y que por tanto la inversión en fuentes de energías renovables puede ser rentable. Ver: (COM, 2008a).

⁷²² Ver: *Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: “on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC”*.

IV.1.4.3. La promoción biocarburantes como estrategia económica de desarrollo rural de la UE

Como hemos analizado, los principales motivos para el fomento de los biocarburantes en la Unión Europea están estrechamente vinculados a incremento de los costes energéticos, derivados del consumo de petróleo en el sector del transporte (incluidos los costes ambientales). Junto a estos elementos, hemos visto que la política medioambiental, los mercados de productos agrícolas y las políticas aplicadas al sector, también son elementos importantes para entender el boom de los biocarburantes en Europa. En este sentido, la seguridad energética y la reducción de emisiones en el transporte, así como los mercados agrícolas y su regulación, han sido elementos necesarios para entender el giro de la política energética aplicada al transporte en la UE. Vinculados estrechamente a estos objetivos, la Unión Europea ha justificado la promoción de biocarburantes en los potenciales beneficios que una expansión del mercado podría conllevar para la economía de la Unión. Entre estos objetivos, destacan el desarrollo rural, el empleo, así como a la competitividad de la Industria doméstica. Estos vectores, asociados en gran medida con la política agrícola de la UE resultan ser importantes elementos de la estrategia europea para el fomento de la producción y consumo de biocarburantes en el mercado único.

IV.1.4.3.1. Desarrollo rural, empleo y biocarburantes

Además de los beneficios medioambientales la promoción de energías renovables también resultaba políticamente atractiva porque representaban oportunidades para crear empleo y mejorar la balanza comercial. Se consideraba que las energías renovables son más intensivas en el factor trabajo que las convencionales para la misma cantidad de energía producida, por lo que el incremento de las energías renovables puede aumentar el nivel de empleo en varios sectores de la economía, estimulando la exportación de bienes y servicios a escala mundial. Los Biocarburantes en particular estimularían el empleo en las áreas deprimidas del sector rural, al proveer nuevos mercados para nuevos productos agro-energéticos (ECOTEC, 2002).

Los biocarburantes al igual que otras fuentes renovables de energía, son percibidos como oportunidades de desarrollo especialmente para las zonas rurales. Dado que el sector rural se encuentra vinculado a la producción de cultivos agrícolas (o de manera más general de biomasa), el desarrollo del mercado incrementaría la demanda de productos agroenergéticos necesarios para la producción de biocarburantes, el empleo, y finalmente, el crecimiento y el desarrollo del sector rural. Los beneficios de la sustitución de las importaciones de combustibles por la producción doméstica de fuentes renovables de energía, es un factor clave para la competitividad de muchos sectores de la economía europea, y estos beneficios pueden ser fácilmente extensibles a los productores agrícolas de las zonas rurales.

En la Directiva para el fomento de los biocarburantes y otros combustibles renovables para el transporte, se considera que el aumento del uso de biocarburantes constituye una herramienta que no es solo útil para reducir la dependencia en fuentes importadas de energía y favorecer la seguridad abastecimiento energético a medio y largo plazo, sino que el fomento del uso de biocarburantes podría crear nuevas oportunidades de desarrollo rural sostenible en el marco de una política agrícola común más orientada al mercado europeo, además de ofrecer nuevos mercados

para productos agrícolas innovadores.⁷²³ Este enfoque justifica en gran medida el uso de recursos públicos para expandir el mercado de biocarburantes como instrumento de desarrollo en las zonas rurales de Europa.

La Comisión Europea considera además que la política energética de la Unión es un factor clave para alcanzar objetivos más generales como el crecimiento económico, la creación de empleo y el desarrollo sostenible en un contexto de creciente dependencia energética. Para el logro de estos objetivos la Comisión enfatiza que el potencial doméstico para desarrollo de las energías renovables como la biomasa en Europa, el carácter sostenible de estas nuevas fuentes, así como la reducción de la demanda de energía, conducirían a la reducción de la dependencia en las importaciones de recursos energéticos (COM, 2005a).

En su libro Verde: *“A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”*, la Comisión Europea exhorta a los Estados miembros a adoptar tres objetivos concretos como la columna vertebral de la política energética común de Unión Europea: *“Sostenibilidad, Competitividad y Seguridad de Suministro”* (COM, 2006c).

Asimismo, la Comisión en su *“Plan de trabajo para las energías renovables”* considera que las energías renovables constituyen la piedra angular sobre la que se debe apoyar la política energética de Europa, tanto por el origen local y descentralizado de sus fuentes energéticas para incrementar la seguridad de suministro, como por su alta capacidad para reducir los gases de efecto invernadero. En este sentido, la promoción de las energías renovables se convierte en una oportunidad de impulsar la Competitividad de las industrias domésticas de alta tecnología. Para las instituciones comunitarias las energías renovables y especialmente los biocarburantes pueden ser salidas viables para reducir esa dependencia en las energías fósiles en tanto sean productos competitivos (COM, 2006d).

El Parlamento Europeo en su reporte del 2006 *“Una estrategia para la Biomasa y los Biocombustibles”* considera además que dentro del grupo de energías renovables la biomasa representa una alternativa importante para alcanzar los objetivos establecidos. Su promoción y apoyo se justifica en una serie de ventajas, tanto sobre los combustibles fósiles como sobre otras fuentes renovables de energía, entre estos: menores costes relativos que los otros tipos de energías renovables, ventajas edáficas y climáticas para el cultivo de ciertas especies con potencial agro-energético, así como el desarrollo potencial de estructuras económicas regionales y nuevas fuentes de ingresos para el sector agrícola vinculados a la expansión del mercado. Además, el Parlamento agrega sobre su explotación, que los principios de coste-efectividad y sostenibilidad son importantes para la promoción ecológicamente racional de la bioenergía mediante la combinación de un alto nivel de seguridad ambiental y una viabilidad económica fundada en objetivos de largo plazo (European Parliament, 2006a).

Las oportunidades del desarrollo del mercado de biocombustibles como de otras energías renovables requieren del desarrollo de unas reglas de juego claras para su impulso en el mercado europeo. Así la Comisión considera que la promoción de biocombustibles en la Unión Europea además de buscar reducir los gases de efecto invernadero, diversificar las fuentes de suministro de

⁷²³ Ver: *Directive 2003/30/EEC of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*

combustibles y contribuir a la sustitución del petróleo a largo plazo, ofrecerá nuevas oportunidades para diversificar el ingreso y aumentar el empleo en las áreas rurales (COM, 2006a).

La Comisión Europea en su informe “Dos Veces 20 para el 2020: El Cambio Climático, una oportunidad para Europa” del año 2008, sostiene que la adaptación a las exigencias propias de una economía baja en emisiones y con un abastecimiento seguro de energía, es un desafío que abre las puertas a nuevas oportunidades de crecimiento y empleo en Europa, siendo los cambios implementados con estos fines compatibles con una economía competitiva y próspera. Asimismo, la Comisión supone que las energías renovables representan un volumen de negocios de 20000 millones de euros y que han creado 300000 puestos de trabajo y se calcula que esta cifra podría llegar a 1000000 de puestos de trabajo en el 2020. Además considera que dado que las energías renovables como la bioenergía son intensas en mano de obra y se componen de muchas medianas y pequeñas empresas, el empleo y el desarrollo se extenderían por toda Europa (COM, 2008a).

Las ayudas al desarrollo del mercado de los biocarburantes se expresan como una reducción de costes de adaptación y tránsito a un nuevo mercado de la energía más sostenible. En este sentido la Comisión considera que los costes del cambio hacia una economía sostenible de bajas emisiones de carbono deben ser minimizados mediante una política que limite el precio de la adaptación que debe pagar la economía de la UE. Los costes de transición y los impactos globales en la competitividad, el empleo y la cohesión social de la Unión Europea son fundamentales en el diseño de las nuevas políticas energéticas que sean acordes con la estrategia de Lisboa para el crecimiento y el empleo. Finalmente se advierte que Europa podrá caminar por la senda del crecimiento y del empleo, sin olvidar los esfuerzos necesarios para abordar la lucha contra el cambio climático, adoptando las medidas necesarias y dejando al mercado la mayor capacidad de maniobra posible, así como la máxima flexibilidad para la toma de decisiones a nivel estatal y dentro de las limitaciones que impongan determinados objetivos nacionales (COM, 2008a).

De manera similar, con la reforma en la política de promoción de energías renovables para el transporte, instituida en la Directiva 2009/28/EC, el Parlamento Europeo y el Consejo, sostienen que una sostenible y competitiva política energética de fomento de los biocombustibles, es clave para promover el crecimiento económico, el empleo, el desarrollo regional y rural.

Como hemos podido observar, en el discurso de las instituciones de gobierno de la Unión Europea las medidas para expandir el mercado de biocarburantes van más allá de la seguridad energética y las sostenibilidad medioambiental del uso de la energía, siendo además un instrumento para crear empleo y desarrollo, especial aunque no únicamente en las zonas rurales deprimidas de Europa, al extender la demanda a los productos de la tierra, de los mercados alimentarios a los mercados de energía. El uso de cultivos para la producción de energía además sería una forma de justificar las ayudas al sector agrícola efectuadas en el marco de la PAC, con las disciplinas de la OMC y las reglas del AoA que regulan el comercio Agrícola en el ámbito internacional.

IV.1.4.3.2. I+D y competitividad de la industria de biocarburantes

La inversión pública y privada en I+D en el sector de la bioenergía ha estado enfocada no solo al desarrollo tecnológico y comercial, sino al desarrollo de la competitividad de sector. El desarrollo de la Investigación y desarrollo en materia de energías renovables ha sido financiado con el fin de fortalecer la industria europea frente a los potenciales competidores extranjeros que busquen

nichos de mercado en la UE. El propósito central del desarrollo tecnológico y la competitividad, era que el mercado único sea abastecido principalmente con fuentes de energía renovables y biocarburantes producidos localmente, es decir en cualquier Estado miembro de la Unión Europea.

Así, en 2005 se crea el Consejo Consultivo Europeo para la Investigación en Biocarburantes (BRAC) compuesto por expertos en el ámbito de la bioenergía y representantes de la Comisión Europea que estaban encargados de proyectar el camino hacia la implementación de los Biocarburantes en la UE. El BRAC estableció las bases de la Plataforma para la Tecnología Europea en Biocarburantes (EBTP) que se instituyó en 2006 con el fin de contribuir al desarrollo de una tecnología costo-competitiva de Biocarburantes, así como para acelerar el desarrollo de los Biocarburantes sostenibles a través de la promoción del I+D+I. A finales del 2007 la Comisión europea propone el Plan Estratégico para la Tecnología en Energía (SET-Plan), donde se considera imprescindible el desarrollo de tecnologías bajas en carbono con el fin de alcanzar los objetivos políticos en el ámbito energético y ambiental. Este plan estaría basado en cuatro pilares: La planificación estratégica a nivel de la Unión Europea, la implementación efectiva de programas y medidas, el incremento de recursos humanos y financieros y la cooperación internacional (Maniatis & Tostman, 2010).

Cabe mencionar que las Iniciativas de la Industria Europea constituyen iniciativas público-privadas lideradas por el sector industrial y que tienen como objetivo acelerar la investigación en innovación en la industria energética, tanto a nivel comunitario como de sus Estados Miembros de forma descentralizada pero con objetivos comunes. La preparación y los objetivos comunes se establecían en las “Hojas de ruta tecnológica”, en un marco voluntario de cooperación no vinculante entre la Industria, la Comisión y los Estados Miembros, enfocado en aspectos presupuestarios, tecnológicos y estratégicos de la asociación. Como producto de esta asociación, para el periodo 2007- 2013 se estableció el 7^{mo} Programa Marco para la investigación y desarrollo tecnológico, que significó el primer instrumento para financiar la investigación y la demostración de los proyectos entre los cuales se encontraban aquellos dirigidos a la implementación de los biocarburantes de segunda generación. Este programa complementaría la Iniciativa industrial Europea para la Bioenergía, (EIBI) enfocada en las rutas tecnológicas de segunda generación y que se caracteriza por vincular la innovación a las inversiones de alto riesgo para el desarrollo nuevas tecnologías, así como su inserción en el mercado (Maniatis & Tostman, 2010).

En el caso del desarrollo de biocombustibles de segunda generación la Comisión Europea sostiene que “Con la adopción de la iniciativa de “20-20-20”, la UE estará en condiciones de emprender las próximas etapas necesarias para el desarrollo de una política energética más sostenible y segura, cuyas ventajas tecnológicas servirán para crear empleo y prosperidad en la UE (COM, 2008b).

En el Plan Estratégico Europeo para la Tecnología Energética (ETE) del 2007 la Comisión Europea considera como uno de los principales retos tecnológicos que deberá superar la UE para alcanzar los objetivos para el 2020, el lograr que los biocarburantes de segunda generación representen alternativas competitivas a los combustibles fósiles, manteniendo al mismo tiempo la sostenibilidad de su producción. Además la Comisión sostiene que la Industria debería establecer alianzas estratégicas para compartir las cargas y los beneficios de las actividades de I+D, dado que existe margen para explotar mejor las sinergias entre las diferentes tecnologías en el sector del transporte rodado, promoviendo el uso de vehículos híbridos, pilas de combustible, biocarburantes y gas. En este contexto se ha emprendió Iniciativa para la Bioenergía, la cual se encontraría enfocada en el

desarrollo de biocarburantes de segunda generación, los que utilizan como materia prima material lignocelulosa, y que se enmarca en el ámbito de la estrategia global para la utilización de la energía (COM, 2007).

Para alcanzar los beneficios derivados de una mayor independencia energética a través del desarrollo de una competitiva industria de biocarburantes y de otras renovables, se sostiene que las acciones de los estados deberán incentivar la inversión, brindando señales claras a los mercados para reducir la incertidumbre y alentar a la industria a desarrollar tecnologías más sostenibles, estimulando la innovación tecnológica y la creación de cadenas de valor, en vez de falsear la competencia o subvencionar tecnologías con potencial de corto plazo. Para esto se pueden aplicar incentivos fiscales o instrumentos comunitarios aplicados a nivel Estatal como los Fondos Estructurales, que vigoricen la base de investigación, incrementen la capacidad de innovación, promuevan la excelencia y aumenten los recursos humanos a disposición del sector.⁷²⁴

El rol de la industria europea era muy importante dentro de la estrategia de desarrollo energético alternativo que plantaba la Comisión Europea. En este sentido sostiene que las iniciativas para las industrias europeas deben alcanzar objetivos cuantificables de reducción de costes o mejora de la eficiencia, y concentrarse en los sectores que a nivel comunitario suponga un mayor valor añadido, o cuyas barreras, nivel de inversión necesario y riesgos asociados puedan ser afrontados mejor colectivamente. Al fortalecer la I+D en el sector de la energía se concentrarán y armonizarán los esfuerzos de la Comunidad, de los Estados miembros y de la industria con el fin de alcanzar objetivos comunes (COM, 2007).

En la Directiva para la promoción de las energías renovables del año 2009 la Comisión Europea considera que las oportunidades para el crecimiento económico a través de la innovación y una política energética competitiva y sostenible son factores importantes para la promoción de las energías renovables. Para ello es muy importante la inversión en la producción regional y local que tienen que llevar a cabo los Estados miembros, dado que la producción de energías renovables frecuentemente depende de PYMES regionales o locales. La Comisión y los Estados miembros deben apoyar las medidas regionales y nacionales que busquen el desarrollo de estas áreas, fortaleciendo el intercambio de las mejores prácticas para la producción de energía proveniente de fuentes renovables entre las iniciativas locales y regionales, así como el uso eficiente de los fondos estructurales⁷²⁵

Finalmente la Comisión Europea describe claramente el modelo de desarrollo que debe seguir la industria de biocombustibles y demás energías renovables en Europa. El sector privado cumple un papel fundamental en el logro de estos objetivos. La revolución industrial que implica la evolución

⁷²⁴ Asimismo, la Comisión Europea considera como uno de los principales retos tecnológicos que deberá superar la UE para alcanzar los objetivos para el 2020, el de lograr que los biocarburantes de segunda generación representen alternativas competitivas a los combustibles fósiles, manteniendo al mismo tiempo la sostenibilidad de su producción. Sin embargo, advierte también que uno de los principales retos tecnológicos actuales para alcanzar los objetivos en el 2050, es el de desarrollar las tecnologías y mejorar las condiciones que permitan a la industria comercializar vehículos con motor de hidrógeno o pilas de combustible. Ver (COM, 2007).

⁷²⁵ Ver: *Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.*

del crecimiento mundial hacia una economía con bajas emisiones de carbono representa una oportunidad única para la industria europea. Para esto es imprescindible un marco jurídico estable en el largo plazo, así como la conducta de los inversores en la industria, dispuestos a asumir mayores riesgos ya que existe todavía un amplio margen para aumentar la inversión de capital privado en energías limpias. Para esto, el sector financiero con inclusión del capital social y del capital riesgo, deberá adoptar sus perfiles de riesgo para invertir más en las PYMES, así como en empresas creadas por escisión, que tengan gran potencial de crecimiento y puedan aprovechar las enormes oportunidades ofrecidas por las tecnologías limpias como la bioenergía (COM, 2007).

La importancia del desarrollo de la competitividad se ve reflejada en la importancia que las instituciones de la Unión Europea otorgan al I+D aplicado al sector de la energía. Como hemos observado, gran parte de la Inversión pública en I+D se destina a la investigación en el desarrollo de energías alternativas para el transporte, como los biocarburantes y especialmente los biocarburantes de segunda generación. La ayuda al I+D en estos ámbitos de la energía se justifican en el alto riesgo que representa para el sector privado la inversión en el desarrollo de nuevas tecnologías de conversión energética que sean a la vez mucho más sostenibles y competitivas. Estos elementos que afectan el desarrollo del sector de los biocarburantes confluyen en un modelo europeo propio caracterizado por su singular organización política, así como en los fundamentos jurídicos que limitan y justifican los roles de los principales actores, que tanto desde el sector público, como desde el sector privado están involucrados en la evolución y el crecimiento de sectores estratégicos como el sector agro-energético.

IV.1.4.4. Los Biocarburantes y su relación con las reformas de la PAC

La mundialización de los intercambios, las mayores exigencias de calidad y la ampliación de la Unión Europea afectarían los cambios en la política agraria de la UE. En el Consejo Europeo de 1999 en Berlín se acordó la Agenda 2000 para la reforma de la PAC. Esta agenda representaba una extensión y una profundización de la reforma de la política para el mercado agrícola iniciada en 1992, así como la consolidación del desarrollo rural, como el segundo pilar de la PAC. La agenda establecía expresamente una serie de objetivos económicos, sociales y medioambientales para la nueva PAC, con el fin de hacer más consistente la PAC con los requerimientos del tratado de Ámsterdam y los compromisos internacionales en materia de agricultura.

Entre estos objetivos podemos mencionar, una mayor orientación al mercado y un incremento de la competitividad, mantenimiento y mejora de la seguridad y de la calidad alimentaria, la estabilización de los ingresos agrícolas, la integración de los problemas medioambientales en la política agrícola, el desarrollo económico de las áreas rurales, y el fortalecimiento de la descentralización. Una nueva política de desarrollo rural fue introducida como segundo pilar de la PAC, con el fin de fortalecer una serie de iniciativas en el ámbito rural para diversificar su producción, así como reestructurar y mejorar la comercialización de sus productos. Estos objetivos estaban alineados con la estrategia de desarrollo sostenible acordada en el Consejo Europeo de Gotemburgo en 2001, que requería que todos efectos económicos, sociales y medioambientales sean examinados coordinadamente y ser tenidos en cuenta por en el proceso de decisión política de la UE (COM, 2002a).

Los ajustes a las políticas de la PAC se enfocaron en permitir la mayor flexibilidad en las decisiones de producción de los agricultores y en simplificar la forma como esas ayudas eran adjudicadas a la

vez que se garantizaba la estabilidad de sus ingresos. Asimismo, la reforma representaba una simplificación sustancial de la PAC, hecha para facilitar el proceso de ampliación de la UE y permitir que el sistema de protección sea más acorde con el AoA y las disciplinas de la OMC. La reforma buscaría expandir la eficiencia, la sostenibilidad y la subsidiaridad de la PAC, simplificando su administración, pero teniendo en cuenta la necesidad de preservar los ingresos de los agricultores de una forma que distorsione menos el comercio y sea más acorde con las elecciones de los consumidores (Fischler, 2002).

Para la Comisión Europea el reconocimiento de la multifuncionalidad de la agricultura, es decir, de las diversas funciones que desempeña el sector además de la producción de alimentos para la Unión Europea, abre las puertas al fomento de la prestación de servicios y actividades alternativas. Asimismo, el enfoque integrado y multisectorial de la agricultura permite fomentar la diversificación de la producción, crear nuevas fuentes de ingresos y empleo. Entre estas actividades alternativas se encuentra la producción de energías renovables y biocarburantes. Bajo este prisma político, se justifica que la PAC, mediante sus medidas para el desarrollo de las zonas rurales, promueva y fomente el suministro de bioenergía desde la agricultura y la silvicultura, así como el uso de la bioenergía en las áreas rurales y las granjas (European Commission, 2013).

IV.1.4.4.1. Proceso de reforma de la PAC y los biocarburantes desde el año 2000

Como hemos mencionado líneas arriba, uno de los principales objetivos desde el proceso de reforma de la PAC iniciado en 1992 ha sido el cambio de la forma de las ayudas, pasando desde un sistema de ayudas a los precios vinculado a la producción de determinados cultivos o productos, a un sistema de ayudas al productor cada vez más desacopladas de la producción. Durante las reformas de 1992 y 1999, este cambio se enfocó en la reducción de las ayudas a los precios y en la introducción parcial de pagos directos desacoplados en el sector de los cereales, las semillas oleaginosas y en el sector de la carne. El proceso de reforma durante la década del 2000 buscaba consolidar el cambio en el modelo de las ayudas a la agricultura de la PAC (OCDE, 2011b).

La reforma de la PAC del 2003 no elimina las ayudas a la agricultura, sino que introduce mayores cambios en el sistema de apoyo al sector, usando instrumentos más acordes con el funcionamiento del mercado y la agricultura sostenible. Así, las ayudas ya no se dirigen tanto a promover productos específicos o mantener el nivel de precios, sino que flexibiliza el sistema en torno a las decisiones descentralizadas de los productores, mediante la consolidación del sistema de pagos desacoplados por unidad de producción, basados en la producción histórica y condicionados al estricto cumplimiento de estándares de carácter medioambiental, así como los relacionados a la calidad alimentaria y bienestar animal. La modulación dinámica permitiría ayudas adicionales entre otros para la provisión de servicios medioambientales (OCDE, 2011b).

El desacoplamiento de los pagos permite a los productores enfocarse en la producción de aquellos cultivos o productos que le permitan maximizar sus beneficios de acuerdo a las señales del mercado. Para alcanzar el balance apropiado entre los riesgos y beneficios del sistema de ayudas se introdujo un sistema de pagos único por unidad de producción que integraría todos los pagos directos a los productores en un pago único, basado en unas referencias históricas. Con las nuevas reformas, se removerían gradualmente las ayudas remanentes acopladas a la producción de ciertos cultivos, con

el fin de reconfigurar las ayudas a la agricultura en el Programa de Pago Único o “*Single Payment Scheme*”.⁷²⁶

Una de las principales reformas de la PAC del 2003 que han favorecido la producción de insumos agro-energéticos ha sido la extensión de las ayudas desacopladas de la producción de determinados productos, que se otorgan sin que importe lo que los agricultores produzcan (alimentos, energía, pienso, material textil, etc.)⁷²⁷ Estos tipos de subsidios están condicionados al cumplimiento de estándares en materia medioambiental, de seguridad alimentaria, así como de bienestar animal. La evaluación ex-post de los requerimientos de cumplimiento de las regulaciones medioambientales, de seguridad alimentaria y bienestar de la fauna, necesarias para recibir las ayudas sufrían problemas de implementación y “*enforcement*” (OCDE, 2011b). Si en el régimen previo, el mecanismo de cumplimiento de la legislación y los estándares ambientales, se basaban principalmente en una reducción facultativa de las ayudas, con la reforma del 2003 el pago único por explotación estaría condicionado a la estricta observancia de la legislación en materia medioambiental, laboral, así como de salubridad alimentaria animal y vegetal.⁷²⁸

Asimismo, desde la reforma del 2003 se han incrementado las ayudas para el desarrollo rural, el segundo pilar de la PAC. Estos subsidios tienen como fin que los agricultores puedan cumplir con la legislación para la protección ambiental, así como la calidad y el bienestar animal, con el objeto de que puedan beneficiarse de los pagos únicos por explotación. En el marco del segundo eje de la política de desarrollo rural se otorgan recursos específicos vinculados con las mejoras medioambientales, que puedan traducirse en medidas efectivas de lucha contra el cambio climático, una de las bazas medioambientales para promover el uso de biocarburantes (COM, 2002a).

En el caso de los cultivos energéticos, la reforma implicaría el reemplazo del modelo rotativo de tierras de retirada por un modelo de largo plazo (10 años), como requisito para recibir los pagos directos. Asimismo, se eliminaría la posibilidad de recibir pagos por el uso de las tierras de retirada para la producción de cultivos energéticos tal como se permitía en el sistema anterior, que para esos años constituía el uso más importante de las tierras de retirada. En lugar de efectuar pagos por

⁷²⁶ Asimismo, la evaluación ex-post de los requerimientos de cumplimiento de las regulaciones medioambientales, de seguridad alimentaria y bienestar de la fauna necesarias para recibir las ayudas sufrían problemas de implementación y de “*enforcement*” legal (European Commission, 2013).

⁷²⁷ Ver: Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CEE) nº 2019/93; (CE) nº 1452/2001; (CE) nº 1454/2001, (CE) nº 1868/94, (CE) nº 1251/1999, (CE) nº 1254/1999, (CE) nº 1673/2000, (CEE) nº 2358/71 y (CE) nº 2529/2001. Con el fin de promover modos de explotación agrícola medioambientalmente sostenibles, y a la vez cumplir con unos estándares mínimos de calidad en la producción y en la comercialización, los Estados miembros pueden otorgar subsidios a los agricultores por un máximo equivalente al 10 % del pago único por explotación (European Commission, 2013).

⁷²⁸ Ver: Reglamento (CE) nº 796/2004 de la Comisión de 21 de abril de 2004, última consolidación a enero de 2009, por el que se establecen disposiciones para la aplicación de la condicionalidad, la modulación y el sistema de gestión y control previstos en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores, y Reglamento (CE) nº 795/2004 de la Comisión de 21 de abril de 2004, última consolidación a diciembre de 2008, que establece disposiciones de aplicación del régimen de pago único previsto en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores.

ciertos cultivos energéticos producidos en las tierras de retirada, un tipo de ayuda no específica para ningún tipo de cultivos energéticos, se aplicaría y estaría basada en un programa de créditos de carbono. Tales ayudas podrían complementar las medidas de ayudas a la inversión bajo el segundo pilar de la PAC, el desarrollo rural. El nivel de ayudas sería establecido en 45 euros por hectárea de cultivos energéticos, con un máximo de 1,5 millones de hectáreas, que serían pagados a los productores al contratar con los procesadores de biocarburantes. El área de asignación entre los Estados miembros tendrá en consideración la producción histórica de cultivos energéticos en tierras de retirada y los planes basados en los compromisos para compartir las cargas de la reducción de CO₂, que serán revisados 5 años después de la promulgación de la iniciativa para los biocarburantes de la UE.⁷²⁹

De acuerdo con la OCDE (2011b), entre las medidas de mercado vinculadas a los biocarburantes la introducción de la retirada de tierras, primero de forma voluntaria desde 1988 y luego obligatoria desde 1992, ha tenido impactos medioambientales que han sido considerados desde una perspectiva global, positivos para el medioambiente. El desacoplamiento de las ayudas de la producción actual ha sido medioambientalmente beneficioso, especialmente desde el condicionamiento de las ayudas introducido desde 2004. Aunque en este proceso, se hayan abolido los pagos dirigidos a los cultivos energéticos; el desacoplamiento permite que los agricultores puedan usar las ayudas para producir cultivos energéticos o biocarburantes (OCDE, 2011b).

El cambio en este tipo de ayudas eran consideradas mucho más consistentes con la “*Green box*” del Acuerdo para la Agricultura y las disciplinas de la Organización Mundial del comercio, en materia de ayudas poco o no distorsionantes de los mercados internacionales de productos agrícolas (ICTSD, 2009).

–Cereales y oleaginosas con la reforma del 2003

En el sector de los cereales, una serie de medidas se han llevado a cabo para profundizar las reformas introducidas en 1992. Entre estas, un recorte del 5 % en los precios de intervención (basado en el modelo de la agenda 2000), la abolición de los incrementos mensuales para la intervención de precios de los cereales, y el ajuste del sistema de protección comunitaria en la frontera, de acuerdo con los derechos y obligaciones de la UE en el ámbito del comercio internacional, entre otras medidas específicas de ajuste en el sector (OCDE, 2011b).

El objetivo de orientación al mercado y desarrollo de la competitividad se da tanto en el mercado común como para los mercados externos. En este contexto se reducen aún más, las ayudas al sostenimiento de los precios de los cereales, incrementando y reorganizando en compensación los pagos directos, y alineando los pagos a las semillas oleaginosas progresivamente a los pagos a los cereales, es decir reduciéndolos a su nivel.⁷³⁰

⁷²⁹ Ver: Reglamento (CE) Nº 1973/2004 de la Comisión, por el que se establecen las disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo en lo que respecta a los regímenes de ayuda previstos en los títulos IV y IV bis de dicho Reglamento y a la utilización de las tierras retiradas de la producción con vistas a la obtención de materias primas.

⁷³⁰ En el caso de ayudas específicas como al trigo duro, la Corte de Auditores consideraba que los pagos adicionales efectuados al sector, son una sobre compensación para los productores, que no está justificada en términos económicos, aplicándose en consecuencia una reducción de los pagos en las áreas tradicionales y la abolición de las ayudas de áreas específicas. Ver: Comisión Europea (2002a).

La Comisión Europea consideraba que existen considerables incertidumbres relacionadas con la volatilidad de los precios y los tipos de cambio, que pueden restringir las posibilidades de exportación y afectar al sector. Además, es probable que la producción de cereales enfrente una mayor presión de los competidores tradicionales y los nuevos, particularmente en los mercados de alimentación animal. La reducción y la no eliminación de las ayudas a los precios fue una respuesta al comportamiento de las fuertes fluctuaciones que año tras año se observan en los mercados de cereales, variabilidad que afecta la estabilidad de las exportaciones (COM, 2002a).

En el caso de las semillas oleaginosas se decidió, en el contexto de la Agenda de reforma del 2000 la abolición de las ayudas especiales y reducir el sistema de pagos para las oleaginosas a los niveles de los pagos a los cereales. Siguiendo la prohibición a las harinas de carne y huesos y dada la gran disponibilidad de harinas de oleaginosas y de cultivos oleaginosos en el mercado mundial, las importaciones netas se han incrementado notablemente, constituyendo especialmente en importaciones de soja y harina de soja para la alimentación animal. Estas medidas expondrían más a estos sectores de la agricultura a los mercados internacionales, por lo que se mantuvo cierto nivel de protección de precios, en algunos sectores.⁷³¹

–La extensión de la reforma con la “Health Check”

El 20 de noviembre del 2008 los ministros de agricultura llegaron a un acuerdo sobre la nueva reforma de la PAC. Esta nueva reforma conocida como *“Health Check”*, tendría como objetivo profundizar en la modernización, simplificación y coordinar mejor la Política Agraria Común, reduciendo las restricciones que afectan las decisiones de los agricultores y así mejorar la capacidad de respuesta de estos ante las señales de precios en los mercados. Entre las principales reformas de la *“Health Check”* de la PAC, está el mayor desacoplamiento de las ayudas a la producción, teniendo en cuenta los desafíos y las oportunidades relacionadas con la agricultura europea, como el cambio climático, el manejo sostenible del agua, la protección de la biodiversidad, y la producción de energías renovables y biocarburantes (COM, 2007b).

Entre las medidas que favorecen la producción de biocarburantes están las medidas de modernización de las explotaciones agrícolas y las medidas para la diversificación hacia actividades no-agrícolas, las medidas para incrementar el valor agregado de las producción agrícola y los productos de la silvicultura, las ayudas para el desarrollo y la creación de negocios vinculados a la agricultura, o las medidas para el establecimiento de servicios básicos para la economía y el desarrollo rural.⁷³²

En la actualidad los agricultores que reciben el pago único por explotación tienen la flexibilidad de cultivar cualquier producto agrícola en sus tierras con excepción de frutas, vegetales y patatas de

⁷³¹ Aun con el desarrollo de las reformas, algunos Estados miembros consideraban que un desacoplamiento total de los pagos de la producción, conllevaría un riesgo de abandono de la producción de ciertos productos, así como a la escasez de materias primas para la industria o a problemas sociales o medioambientales en áreas con pocas alternativas económicas. Así, con la mayor orientación al mercado, la reforma del 2003 no desacopló completamente los pagos, sino que mantuvo cierto nivel de ayudas acopladas para algunos sectores. Ver: (OCDE, 2011b)

⁷³² Ver: Regulación del Consejo Europeo (EC) No 73/2009, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa a los agricultores en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no 1290/2005, (CE) no 247/2006, (CE) no 378/2007 y se deroga el Reglamento (CE) no 1782/2003.

mesa, bajo la condición de conservar sus tierras en buenas condiciones medioambientales y agrícolas. Asimismo, los agricultores tienen que respetar una serie de estándares medioambientales, entre otros, los vinculados a las buenas y sostenibles prácticas en el sector, de lo contrario los pagos por explotación pueden ser reducidos. En este contexto los mecanismos de intervención han disminuido considerablemente, especialmente tras la expansión del mercado de biocarburantes.⁷³³

–La nueva PAC para el periodo 2014-2020

La Reforma de la PAC para 2014 sigue los patrones iniciados en 1992. Esta incrementa la orientación al mercado del sistema de ayudas, mientras que provee de una red de seguridad a los ingresos de los agricultores, e impulsa las sostenibilidad, la agricultura verde y el desarrollo rural. En este sentido las ayudas se alejan más de la producción de ciertos cultivos y productos y se enfocan más hacia los productores. Como las reformas anteriores la nueva reforma busca incrementar la competitividad de la UE mediante el giro hacia mecanismos de mercado que remuevan las restricciones a la producción y que permitan a los agricultores vincular más sus decisiones de producción a las señales del mercado. De acuerdo con la Comisión europea (2013), la efectividad y la eficiencia de la PAC se amplían mediante una mejor orientación de las ayudas, una más justa distribución de los pagos entre, y en cada uno de los Estados miembros, así como mediante un enfoque estratégico del gasto público.⁷³⁴

Los pagos directos son mejor enfocados al limitar las ayudas a aquellos quienes se encuentran realizando efectivamente actividades agrícolas. Además de los pagos básicos, el pago directo verde y las posibles ayudas adicionales para las áreas con limitaciones naturales, deberían contribuir con el logro de objetivos medioambientales y territoriales específicos. Asimismo, los productores jóvenes podrán beneficiarse de ayudas adicionales.⁷³⁵

Gráfico IV– 1: Pagos directos en la Nueva PAC 2014-2020

	**Ayudas acopladas	**Ayudas NACs	
	Hasta 10 % 0 15 %	Hasta 5 %	
Condicionabilidad	** Pagos redistributivos		** Programa del pequeño agricultor Hasta 10 % Máximo 1250 euros, programa simplificado de pagos
	Hasta un 30 %		
	Máximo 65 % en promedio		
	Pagos directos (primera Ha)		
	* Programa de agricultores jóvenes		
	Hasta 2 %		
	+ 25 % pagos (máximo 5 años)		
	*Pagos verdes		
	Obligatorios 30 %		
	Prácticas medioambientales o equivalentes		
*Programa Básico de pagos			

⁷³³ La protección en la frontera es un instrumento que busca coadyuvar a mantener los precios de los productos agrícolas, tales como gravámenes a la importación, cuotas a la importación, precios internos de intervención, pagos a tanto alzado basados en el área de cultivo para la adopción de métodos de producción medioambientalmente sostenibles donde el productor elige el cultivo, y finalmente los pagos por retiradas de tierras, han sido suspendidos actualmente debido al incremento significativo de los precios de algunos productos como los cereales y las oleaginosas. Ver: (European Commission, 2013).

⁷³⁴ El nivel de pagos directos por hectárea basado en referencias históricas en muchos países sería progresivamente ajustado con la introducción de un pago mínimo nacional por hectárea entre todos los Estados miembros hasta el 2020. Ver: Comisión europea (2013).

⁷³⁵ Ver: Comisión Europea (2013).

	Porcentaje no fijo	
	% de reducción progresiva hasta 150000 EUR	

Fuente: Comisión Europea (2013): *Obligatorio. **Voluntario

En el gráfico podemos observar el mayor desacoplamiento de los pagos directos y la relevancia de la sostenibilidad de la agricultura basada en la condicionalidad de los pagos. Sistema que continúa con el modelo de la “*Health Check*”, que favorece la oferta de cultivos energéticos y la producción de biocarburantes.⁷³⁶

La política básica para el desarrollo rural permanece igual tras la reforma. Como en el pasado, este Pilar de la PAC será implementado mediante programas nacionales o regionales de desarrollo rural, a los cuales se les asignaría financiamiento por un periodo de 7 años. La reforma fortalece el enfoque de las ayudas al establecer que los Estados miembros deben sustentar el uso de las ayudas en 4 de las 6 prioridades de la UE para el desarrollo rural. Como innovación la nueva PAC introduce un nuevo mecanismo de ayudas en el Primer pilar llamado el Pago Directo Verde. Este representa el 30 % de la cobertura nacional para los pagos directos, y está vinculado al respeto de 3 prácticas agrícolas obligatorias: el mantenimiento de prados permanentes, superficies de interés ecológico y la diversificación de los cultivos. Basados en estos elementos de observancia obligatoria, la Comisión Europea considera que el desarrollo rural continuará jugando un rol central en el logro de los objetivos medioambientales de la PAC y en la lucha contra el cambio climático.⁷³⁷

Asimismo, se establece una mayor flexibilidad a los Estados miembros para implementar los nuevos pagos directos. En este sentido se pueden asignar los fondos a distintos programas de acuerdo a sus propias necesidades. En este caso pueden dirigir los pagos a cubrir objetivos más redistributivos, favorecer a los pequeños agricultores y hasta establecer pagos acoplados limitados para asegurar el futuro de algunos sectores (European Commission, 2013).

Las reformas de esta década han promovido un funcionamiento del mercado con mayor libertad, especialmente para la toma de las decisiones económicas de los agricultores, cambiando la forma de apoyo al sector agrícola con instrumentos menos distorsionantes del comercio. Un ejemplo paradigmático es el proceso de desacoplamiento de los pagos directos de la producción iniciado en la reforma del 2003 y ampliado en la reforma del 2008, que se profundiza en la última reforma de la PAC y permite a los agricultores la libertad de utilizar las ayudas para la producción de materias primas destinadas a cubrir principalmente la demanda de los mercados alimentarios (humano y animal), así como la demanda de productos energéticos impulsada por la políticas comunitarias de promoción de energías renovables en el transporte en la UE.

⁷³⁶ Ver: Reglamento (CE) no 72/2009 del Consejo, de 19 de enero de 2009, por el que se adapta la política agrícola común mediante la modificación de los Reglamentos (CE) no 247/2006, (CE) no 320/2006, (CE) no 1405/2006, (CE) no 1234/2007, (CE) no 3/2008 y (CE) no 479/2008 y la derogación de los Reglamentos (CEE) no 1883/78, (CEE) no 1254/89, (CEE) no 2247/89, (CEE) no 2055/93, (CE) no 1868/94, (CE) no 2596/97, (CE) no 1182/2005 y (CE) no 315/2007 y Reglamento (CE) no 73/2009 del Consejo, de 19 de enero de 2009, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa a los agricultores en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no 1290/2005, (CE) no 247/2006, (CE) no 378/2007 y se deroga el Reglamento (CE) no 1782/2003.

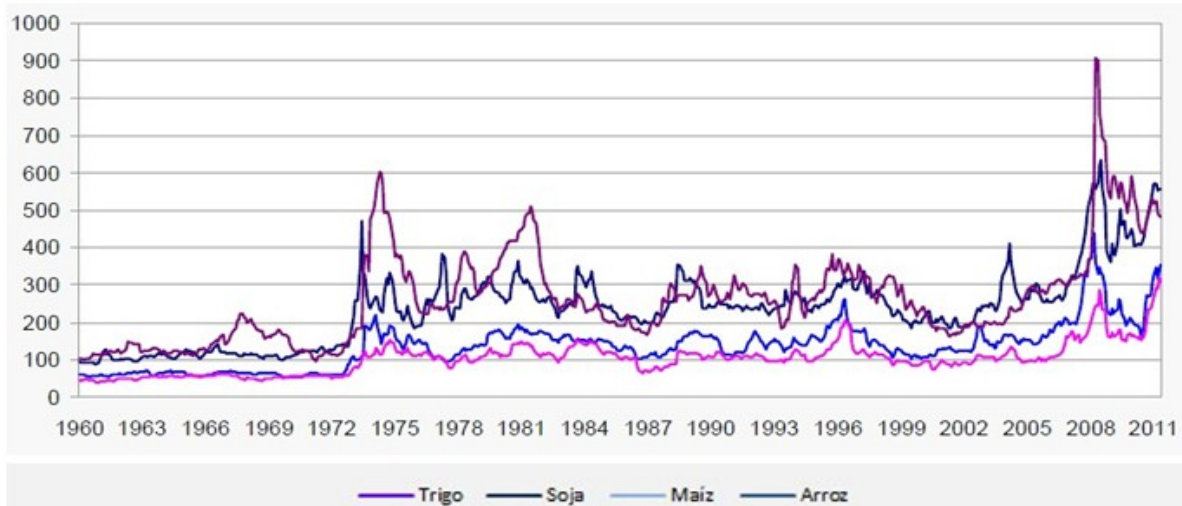
⁷³⁷ Ver: Comisión Europea (2013).

IV.1.4.4.2. La PAC y el mercado de biocarburantes: Síntesis

Si la red de seguridad aplicada desde el nacimiento de la PAC al sector agrícola ha reducido el riesgo de los agricultores durante mucho tiempo, afectando sus decisiones de producción, las progresivas reformas de la PAC, al exponer cada vez más a los agricultores a la volatilidad de los mercados de “*commodities*”, han favorecido, de la mano de la política de diversificación energética en el transporte, la expansión del mercado de biocarburantes en la Unión Europea. De acuerdo con la (OCDE, 2011b), la PAC que se aplicaba desde el año 2010 es considerablemente distinta de la que se aplicaba a finales de los 1980s. Las reformas sucesivas iniciadas desde 1992 han reducido el nivel de ayudas y han cambiado la forma de apoyo a los agricultores. La protección en la frontera ha decrecido notablemente desde la implementación del Acuerdo para la Agricultura nacido de las negociaciones del GATT en la ronda de Uruguay. La intervención en los mercados domésticos ha sido gradualmente reducida y reemplazada por un sistema de pagos directos a los productores que han disminuido y se ha ido desvinculando tanto de la producción de ciertos cultivos, como de la producción actual. El financiamiento de las medidas para mejorar la competitividad, el medioambiente, el campo, y la calidad de vida en las áreas rurales se ha incrementado lentamente. En este proceso de cambio, las reformas sucesivas han fomentado la expansión de la agricultura hacia usos no alimentarios, como el uso energético de los cultivos, como los cereales y las semillas oleaginosas para cubrir la demanda en el mercado de biocarburantes.

La PAC fue originalmente establecida con el fin de regular los mercados agrícolas y apoyar los precios de los productos en el mercado interno. Desde la Reforma “*MacSharry*” de 1992, se inició un proceso de cambios estructurales en la PAC que significó no solamente una ruptura con la tradicional forma de apoyo a la agricultura europea, sino también un debilitamiento en la seguridad de los agricultores y una mayor exposición al riesgo de los mercados alimentarios. El proceso de reforma iniciado en 1992 ha venido afectando la seguridad de los ingresos de los agricultores, debido a la reducción en las ayudas a los precios, parcialmente compensada por el establecimiento de pagos directos. La reforma de 2003, introdujo pagos fijos basados en referencias históricas, regionales o híbridas que no requerían la producción de algún cultivo en especial con el fin de reemplazar gradualmente los pagos establecidos en la reforma de 1992. Las subsecuentes reformas, incluida la *Health Check of the CAP de 2009*, han ido consolidando el proceso de alejamiento de la PAC de las ayudas efectivas vinculadas a los precios o a la producción específica de ciertos cultivos, como un instrumento para alcanzar una serie de objetivos, como la competitividad de la agricultura europea y del sector forestal, así como la mejora de las condiciones medioambientales y la mejora de la calidad de vida en las zonas rurales (European Commission, 2013).

Gráfico IV– 2: Variabilidad y volatilidad de precios de los productos agrícolas



Fuente: Banco Mundial (2012)

Las reformas de la PAC al replegarse gradualmente de los programas de ayudas a los precios y al dejar mayor libertad en las elecciones de producción, han ido exponiendo cada vez más a los agricultores europeos de cereales y oleaginosas a la volatilidad y los riesgos de los mercados de “*commodities*”. Como podemos observar en el gráfico IV-3, los precios de los cereales y algunos cultivos oleaginosos no se recuperarían hasta el pico del 1996, desde donde declinaron hasta finales de la década. Asimismo, luego de la reforma de la PAC del 2003 se iniciaría una marcada tendencia al alza que llevaría a un periodo de alta volatilidad e incremento en el nivel de precios que se ha mantenido tras la crisis financiera y la recuperación del mercado a inicios de la nueva década. Estos cambios en la tendencia de los precios de estos cultivos han sido en gran parte promovidos por las políticas de apoyo al uso de biocarburantes en el transporte, que ha expandido la demanda de materias primas (tradicionalmente destinadas a los mercados alimentarios) hacia los mercados energéticos.

Desde su existencia, la red de seguridad de la política agrícola de la UE ha reducido el impacto de las fluctuaciones y la volatilidad a costa de contribuir con la distorsión en los mercados internacionales, distorsión generada en gran parte por las políticas de protección de comercio agrícola en los países industrializados. La protección en la frontera, las medidas para regular el mercado doméstico mediante políticas de ayudas enfocadas en mantener un determinado nivel de precios, así como las subvenciones a las exportaciones, han atenuado las consecuencias de la variabilidad y la volatilidad de los mercados, afectando la percepción del riesgo de los agricultores en el momento de decidir el nivel de producción eficiente que maximice sus beneficios. Sin embargo, desde hace más de 25 años, las reformas de la PAC han incrementado gradual pero continuamente, la orientación del sector agrícola europeo al mercado (OCDE, 2011b).

De acuerdo con el Comité para la Agricultura de la OCDE (2011b), los indicadores de estimación de las ayudas a los productores de la OCDE muestran que el porcentaje bruto de ingresos agrícolas derivados de las ayudas a los productores decreció desde 39 % a 22 % entre 1986-1988 y 2008-2010 respectivamente. Desde la reforma “*MacSharry*”, las ayudas a los precios decrecieron mientras que los pagos basados en los factores de producción se incrementaron, cambios que se reforzarían con la reforma de la agenda 2000, reduciéndose en consecuencia el porcentaje de las ayudas vinculadas a los precios e incrementándose las ayudas desvinculadas de la producción, además del progresivo

condicionamiento de los programas de ayudas al cumplimiento de distintos estándares de sostenibilidad. Como resultado el porcentaje de las ayudas que más distorsionan el mercado (ayudas a los precios del mercado y los pagos basados en la producción o el uso de algún cultivo específico o medidas similares) ha decrecido de 92 % a 29 % entre 1986 -1988 y 2008-2010, incrementándose los pagos no distorsionantes de cero a 44 % para el mismo periodo. La OCDE (2011b) espera que estos patrones se sigan acentuando en los próximos años.

Los cuestionamientos en el ámbito multilateral del comercio agrícola fueron factores importantes que han afectado el proceso de reforma, el tipo de protección de la PAC y de forma indirecta, el desarrollo del uso energético de los cultivos alimentarios en la Unión Europea.⁷³⁸ Estos cambios en la forma como se administra la política agraria de la Unión Europea no solamente son mucho más consistentes con la regulación de las ayudas del Estado establecidas en el Acuerdo para la Agricultura y la jurisprudencia de la Organización Mundial del Comercio, sino que ha favorecido oportunamente la producción de cultivos energéticos y la expansión del mercado de biocarburantes en la Unión Europea. El alejamiento de las medidas de apoyo a los precios y la producción específica de algunos cultivos y el cambio progresivo de las ayudas hacia los pagos desacoplados de la producción, significan una política más coherente con los compromisos de la UE en materia de comercio internacional. En este sentido, los pagos desacoplados de la producción son considerados por la OMC como medidas que distorsionan poco el comercio y por tanto no están sujetas a los límites establecidos en la “*Yellow Box*” del AoA, con lo cual se puede mantener el nivel de ayudas al sector. Además, la libertad de elegir de los productores agrícolas es mayor, pudiendo utilizar las ayudas para responder a la demanda energética de biocarburantes en razón del precio en los mercados de alimentación animal y humana.

Como hemos analizado líneas arriba, muchas de las medidas de apoyo al sector agroindustrial de los biocarburantes se han justificado en sus beneficios medioambientales y el aporte de la agricultura a la lucha contra el cambio climático, por lo que también pueden aplicarse sin contravenir la regulación internacional del comercio agrícola, fundamentadas en el desarrollo del segundo Pilar. Dado que las ayudas al sector rural incluyen intrínsecamente elementos de desarrollo medioambiental en la agricultura, las ayudas a la producción de biocarburantes y cultivos energéticos que además se encuentran intrínsecamente vinculados otros programas con objetivos de políticas públicas, como la seguridad energética o los compromisos de reducción emisiones de gases de efecto invernadero, pueden ser perfectamente consideradas congruentes con las

⁷³⁸ A pesar de las reformas observadas, en mercados como el de la UE, todavía existen barreras significativas al comercio en los mercados agrícolas, tanto entre los países en desarrollo como entre los países desarrollados. Esto contribuye con el adelgazamiento de los mercados internacionales, y con el incremento de la volatilidad experimentada en los años recientes. Los aranceles promedio sobre los productos agrícolas y alimentarios, son altas tanto para los países de medianos, como de grandes ingresos (25 % y 22 % respectivamente). El proteccionismo en el sector agrícola es no solamente mayor que en otros sectores, sino que también lo hace ser un mercado mucho más volátil que otros. Las políticas de comercio agrícola, se encuentran diseñadas para aislar los precios en el mercado doméstico de los mercados internacionales, produciendo efectos pro-cíclicos: la protección decrece cuando los precios son altos, incrementando la demanda en los mercados internacionales, y la protección se incrementa cuando los precios son bajos, operando efectivamente como un gravamen variable. Por lo tanto, las políticas de proteccionismo de los grandes países, incrementan la volatilidad de precios en los mercados, que generan externalidades negativas para los pequeños países. Una de las conclusiones de la Ronda de Doha fue reducir la capacidad de implementar políticas desestabilizadoras de los mercados internacionales al reducir el nivel vinculante de aranceles y subsidios. Ver: (Boumellassa, Laborde, & Mitaritonna, 2009).

estipulaciones para la ayudas permitidas e ilimitadas previstas en la “*Green Box*” del AoA. Donde las excepciones giran en torno a políticas de desarrollo sostenible.

En este sentido, es importante notar que entre los objetivos de la PAC la sostenibilidad del uso de los recursos ha adquirido una relevancia prominente en relación a los objetivos tradicionales vinculados a la competitividad y el ingreso de los agricultores. Asimismo, el transvase de fondos del Pilar 1 al Pilar 2, con el fin de facilitar el desarrollo de objetivos específicos de desarrollo rural, ha sido progresivo. Aunque todavía representan la menor parte de las ayudas al sector, las ayudas en el segundo pilar han favorecido los proyectos de producción de biocarburantes especialmente desde el desarrollo de la agenda del 2000.

De acuerdo con la OCDE (2011), la evolución de las reformas de la PAC ha promovido gradual pero constantemente la reducción de las distorsiones en los mercados de la UE en relación a los mercados internacionales y esto ha permitido a los agricultores tomar ventaja de la oportunidades del mercado, de una más fuerte y diversificada demanda alimentaria y no alimentaria, así como de unos más altos precios reales de una serie de productos agrícolas que se espera continúen al alza en la presente década. Al mismo tiempo los agricultores europeos se encuentran más expuestos a la volatilidad de precios en los mercados agrícolas, por lo que los mercados energéticos han sido una oportunidad para reducir los riesgos de ingresos del sector, a la vez que han sido un factor importante en el incremento general de precios de los productos agrícolas.

Desde el punto de vista de la agroindustria, consideramos que ha sido muy importante para la toma de decisiones en favor de la producción de biocarburantes la evolución de las reformas de la PAC acometidas durante este periodo. Impulsada por la presión en el ámbito multilateral de la OMC, la política agraria común de la UE inició un proceso de adaptación de la intervención tradicional en el sector, aun modelo más orientado al mercado y más consistente con las reglas del comercio internacional. Para la UE es muy importante que las ayudas a la agricultura no sean consideradas medidas que distorsionan el mercado internacional ante las reglas del AoA y las disciplinas de la OMC en materia de comercio agrícola. En este sentido, las políticas públicas como el desarrollo rural, las lucha contra el cambio climático y la seguridad energética, son fundamentos importantes para que los subsidios al sector de la bioenergía, sean reconocidos como un tipo de ayuda calificable dentro de la “*Green-box*”, como ayudas que no distorsionan el comercio y así sean concordantes con las disciplinas de la OMC.

De acuerdo con el parlamento Europeo (2013), las ayudas a la producción de biocarburantes en la UE se estiman en 10 billones de euros anuales. La Reforma de la PAC, que expresamente apoya la producción de bioenergía, ha sido un elemento gravitante para el desarrollo del sector. Desde el planteamiento de las reformas iniciadas desde 1992 la PAC ha tenido un impacto significativo en la producción de biocarburantes y continúa favoreciendo la producción de cultivos energéticos de la mano de los incentivos al mercado derivados de la política de promoción de biocarburantes en la UE.

El incremento de los precios de la energía a principios de la década del 2000 y los bajos precios de los cereales y oleaginosas en el mismo periodo, sumado a las reformas a las ayudas estatales para la agricultura, así como los compromisos de reducción de emisiones de la UE en relación al problema del Cambio Climático; han sido factores que han estrechado el vínculo entre la política energética y de política agrícola de la Unión Europea en torno al mercado de biocarburantes, siendo posible que esta relación de intereses comunes sea un factor importante para explicar el boom de los

carburantes de origen biológico durante este periodo, pero también para explicar porque en periodos anteriores no se ha producido una expansión abrupta del mercado de biocarburantes en la Unión Europea .

IV.2. Instrumentos para la promoción de los biocarburantes en la UE

Aún luego de los shocks petroleros durante los años 1970s, y a pesar de que la alta dependencia de los Estados Miembros de la Unión Europea en los combustibles de origen fósil ha sido una de las principales preocupaciones de la región durante el último cuarto del siglo XX, las competencias de la Unión para regular el sector energético de los hidrocarburos han estado subordinadas en gran medida al afianzamiento de las competencias nacionales de los Estados miembros. Esto ha restringido el haz de instrumentos disponibles para la promoción de carburantes a nivel comunitario, especialmente cuando se compara la evolución del modelo europeo de promoción con la evolución de los modelos aplicados en países como EEUU o Brasil.

Si bien es cierto que todavía es muy difícil la aplicación de instrumentos de política medioambiental en el sector de la energía, especialmente en el ámbito de la fiscalidad energética, la política energética de la UE durante este periodo adquiriría otro estatus en el derecho originario de los tratados, aunque con una serie de reservas que limitarían su instrumentalización.

En este aspecto, cabe resaltar la importancia del fallido tratado constitucional para la UE, especialmente en lo referente a la regulación del remanente del sector energético de la Unión Europea no previsto en los tratados fundacionales. A pesar de que el llamado tratado constitucional demostró la dificultad de hacer confluir una serie de intereses divergentes entre los Estados Miembros de la Unión Europea, en el tratado fallido ya había habido un avance en relación con una mayor centralización de las decisiones política energética a nivel comunitario. En su Artículo III-256, se establecían los preceptos de una nueva fórmula legal que reflejaría el progreso de los acuerdos entre los Estados Miembros respecto de cómo debería definirse una política energética común para Europa, incluyendo las políticas para el desarrollo de fuentes renovable de energía. Es decir, se había producido una mayor convergencia de intereses en materia de política energética.

Este desarrollo de la convergencia política vinculada a los mercados de la energía se puede comprobar en el tratado del 2007, dado que esta misma fórmula jurídica sería recogida posteriormente en el Tratado de Lisboa. Este último reconfiguraría los tratados anteriores fuera de cualquier carácter constitucional comunitario. Este reconocimiento es parte del camino hacia un acercamiento de política energética común, confiriendo por primera vez un título específico a esta política en el derecho originario, en donde se establece con mayor claridad las reglas de juego que afectarían el sector de la energía en Europa, así como sus principales objetivos políticos.

En el Art. 194 del Título XXI se establece que: *“En el contexto del establecimiento y funcionamiento del mercado interno y teniendo en cuenta la necesidad de preservar y mejorar el medioambiente, la política Energética de la Unión tendrá como objetivo, en un espíritu de solidaridad entre los estados miembros:*

- Asegurar el funcionamiento del mercado de la energía;
- Asegurar la seguridad de suministro de energía en la Unión;
- Promover la eficiencia y el ahorro energético así como el desarrollo de nuevas y renovables formas de Energía; y
- Promover la interconexión de las redes de energía”.

Como podemos observar, los objetivos para la promoción de los biocarburantes coinciden con los objetivos generales establecidos para la promoción del modelo europeo para el mercado de la energía, en tanto que están basados en un mismo factor aglutinante: la alta dependencia en las importaciones de combustibles fósiles. Esta dependencia afecta de forma integral a la región, especialmente por el considerable costo económico que representa, y por los efectos sobre la competitividad de la industria y en la renta disponible de los hogares. En los sectores económicos con menor elasticidad precio de la demanda de derivados del petróleo, como es el caso del sector del transporte rodado, la dependencia en las importaciones tiene mayores efectos, dadas las pocas alternativas de sustitución energética, situación que en el caso de la UE ha dado lugar a la adopción de medidas específicas para la promoción de medidas, cuyos fundamentos convergen con los objetivos, económicos y medioambientales de la nueva política energética de la UE.

Asimismo, la bioenergía y especialmente los biocarburantes se consideran parte de las energías renovables cuyas ventajas ambientales frente a las energías de origen fósil las colocan a la vanguardia de la sostenibilidad ambiental en el ámbito de la energía. Las medidas tomadas para su promoción en la UE se encuentran basadas en los objetivos de protección del medioambiente y lucha contra los efectos perjudiciales del cambio climático. En el artículo 191 del Tratado de Lisboa (antiguo 174 del TCE), se establece que la política de la Unión concerniente al medioambiente, deberá buscar cumplir los siguientes objetivos: *“preservar, proteger y mejorar la calidad del medioambiente; proteger la salud humana, la prudencia y racionalidad en la utilización de los recursos naturales, la promoción de medidas a nivel internacional para enfrentar los problemas medioambientales tanto regionales como globales, especialmente para combatir el cambio climático”*.

Teniendo en cuenta la evolución de estas de las competencias para regular el sector de la energía y el medioambiente, así como de otras fuentes del derecho de la Unión Europea, como aquellas vinculadas al desarrollo del mercado único y a la competencia, la política agrícola común y la política comercial externa entre otras, se han venido estableciendo una serie de instrumentos para la promoción y el desarrollo de los biocarburantes en el mercado de energía para el transporte rodado.

En el contexto dinámico de este desarrollo jurídico, el mercado de biocarburantes en la Unión Europea ha venido siendo afectado tanto por las medidas adoptadas a nivel de la UE, como por las medidas adoptadas a nivel de sus Estados miembros, de acuerdo con la evolución de la distribución de competencias. En el sistema europeo los distintos instrumentos aplicados a los distintos niveles de gobierno se encuentran vinculados entre sí, teniendo cada Estado miembro una característica diferenciada de su sistema de fomento de biocarburantes. En general la distribución de competencias ha venido determinando que medidas son reguladas a nivel comunitario y cuales a nivel de los Estados miembros, aunque en la mayoría de áreas de la regulación del mercado de biocarburantes la Unión Europea ha venido estableciendo un marco general de acción, señalando la necesidad de alcanzar determinados objetivos en el mercado de energías renovables para el transporte, y dejando a los Estados miembros las medidas concretas para la consecución de los objetivos comunitarios.

Existe una amplia variedad de medidas para la promoción de los biocarburantes que se aplican desde niveles diferentes de competencias atribuidas en el derecho originario. Por ejemplo, entre las competencias exclusivas de la UE que pueden afectar el sector de los biocarburantes se encuentra la

unión aduanera, la política comercial común o el establecimiento de normas sobre competencias necesarias para el funcionamiento del mercado común. Sobre la base de estas competencias podrían aplicarse aumentos o reducciones de tarifas arancelarias a terceros países, aplicar barreras técnicas al comercio internacional de biocarburantes y materias primas, entre otras medidas de protección de la frontera.

Entre las competencias compartidas de la UE con los Estados miembros para la promoción de biocarburantes se encuentran la energía, el medioambiente, la política agraria o la cohesión económica social y territorial. Entre los principales instrumentos que analizaremos más adelante se encuentran, los subsidios a la producción de cultivos energéticos, las obligaciones de cuotas o mandatos de mezclas, mandatos de oferta, incentivos fiscales, subvenciones indirectas y ayudas directas, o las ayudas a la demanda mediante la contratación pública entre otras medidas. Asimismo en el ámbito de la I+D o en el de la cooperación al desarrollo, las políticas como fomento de nuevas tecnologías para la producción de biocarburantes de segunda generación o las políticas de transferencia de tecnología para países menos desarrollados pueden ser aplicadas tanto a nivel de la UE como de los Estados Miembros de manera interdependiente.

Dentro de estos instrumentos, los más importantes han sido aquellos instrumentos económicos que buscan subsidiar los costes adicionales de producción, comercialización y consumo de biocarburantes en comparación con los combustibles fósiles, y aquellos instrumentos de mando y control que buscan incorporar de manera obligatoria una cuota o mezcla de biocarburantes en el mercado de combustibles para el transporte. Los instrumentos económicos como los programas de exenciones fiscales, han sido clave para el despegue de la industria en muchos de los Estados Miembros. Sin embargo, en vista de que estos incentivos suelen mermar las arcas del Estado, muchos han optado por virar hacia los mandatos obligatorios de cuotas o mezclas. En este caso los distribuidores o los productores de combustibles para el transporte están obligados a conseguir alguna cuota de biocarburantes predeterminedada en la legislación.

Ambos instrumentos por lo general son complementados por otras medidas y ayudas relacionadas con la mejora de la competitividad internacional de los biocarburantes producidos en la UE. El propósito de este capítulo es analizar los principales instrumentos de promoción de biocarburantes que regulan el mercado común, así como su articulación en el marco de las políticas de promoción de energías renovables para el transporte aplicadas en el espacio geopolítico de la Unión Europea.

IV.2.1. Instrumentos de mandato y control: Establecimiento de objetivos de consumo mínimo de biocarburantes en la Unión Europea

Desde sus orígenes, diversos instrumentos de mandato y control han venido siendo utilizados con el fin de influir en los eslabones de la cadena de valor de los principales biocarburantes utilizados en la UE. Estas medidas han sido utilizadas por la UE y por sus Estados miembros, como medios para incentivar el desarrollo de la producción, la distribución y el consumo de biocarburantes en el transporte, estando las más importantes medidas de esta naturaleza, vinculadas a la cadena de valor de los carburantes fósiles, especialmente a la distribución y producción de gasolina y diésel.

Entre los instrumentos de mandato y control para favorecer o hacer más sostenible la producción de materias primas, podemos mencionar el uso de la tierra para a producción de cultivos energéticos (alimentarios y no alimentarios) en la regulación de tierras de retirada, la regulación del uso de los residuos para la producción de biocarburantes, o el establecimiento de criterios de sostenibilidad vinculados a la producción de cultivos energéticos. En relación con la producción de carburantes y biocarburantes, los instrumentos de mandato y control, adquieren la forma de estándares de calidad de los biocarburantes, sistemas de control de calidad de los carburantes, criterios de sostenibilidad para la producción de biocarburantes, autorización de sistemas de cuotas de producción vinculadas a incentivos fiscales, así como los instrumentos de protección en la frontera de la industria doméstica, tales como cuotas o barreras técnicas a las importaciones.⁷³⁹

En relación con el sistema de distribución observamos que, se establecen estándares de calidad para los biocarburantes, estándares para los carburantes convencionales que permiten un porcentaje de biocarburantes en su composición, estándares que permiten ciertos carburantes o mezclas en el mercado del transporte, (por ejemplo para el E85), etiquetado de carburantes con un porcentaje mínimo de biocarburantes, estándares para el diseño del sistema de abastecimiento de carburantes, mezclas y biocarburantes puros, obligaciones de mezclas mínimas con biocarburantes, obligaciones de cuotas mínimas de ventas de biocarburantes en el mercado, así como obligaciones de oferta de biocarburantes en las estaciones de servicios.⁷⁴⁰

En relación con los artefactos de consumo, los instrumentos de mandato y control se ha venido estableciendo como obligaciones a los productores de vehículos para que pongan en el mercado vehículos compatibles con el consumo de biocarburantes, en altas y bajas mezclas, en la readaptación de los estándares de carburantes para promover el uso de mayores mezclas o las obligaciones de etiquetado de vehículos capaces de consumir altas y bajas mezclas con biocarburantes. Finalmente en relación con el mercado, los instrumentos de mandato y control pueden observarse en la forma de adquisiciones obligatorias de flotas capaces de consumir biocarburantes, excepciones a ciertos tipos de restricciones regulatorias, como el acceso a zonas restringidas, carriles de bus, zonas de aparcamiento y otras restricciones vehiculares, así como la introducción de criterios medioambientales en el otorgamiento de licencias.⁷⁴¹

Dentro de estas medidas, las más importantes para el desarrollo del mercado de biocarburantes en la Unión Europea han sido las regulaciones que establecen obligaciones de mezclas mínimas con biocarburantes, u obligaciones de cuotas mínimas de ventas de biocarburantes en el mercado carburantes para el transporte rodado. Como hemos observado al analizar la regulación de las mezclas establecidas en los mercados de EEUU y Brasil, este instrumento tiene como finalidad crear una demanda de biocarburantes que sería bastante difícil que surja sin la intervención regulatoria del gobierno, principalmente por los fallos y las características especiales del mercado de productos energéticos para el transporte, que funcionan como barreras de entrada a nuevas formas de energía y que terminan impidiendo finalmente la competencia con otras fuentes de energía en el sector. Tanto en el mercado brasileño como estadounidense, se trata de uno de los más importantes instrumentos del sistema de fomento de renovables en el transporte. En las siguientes líneas

⁷³⁹ Ver: (Eurobser'ER, 2013), (European Commission, 2013b) y (EBB, 2013), varios años.

⁷⁴⁰ Ver: (Eurobser'ER, 2013), (European Commission, 2013b) y (EBB, 2013), varios años.

⁷⁴¹ Ver: (Eurobser'ER, 2013), (European Commission, 2013b) y (EBB, 2013), varios años.

analizaremos la evolución de estos instrumentos de mandato y control, enfocándonos principalmente en su funcionamiento a nivel de la UE, pero teniendo en cuenta también los principales rasgos de su establecimiento y diseño a nivel de los Estados miembros.

IV.2.1.1. Antecedentes

Los más importantes antecedentes de las obligaciones de uso a nivel de la UE datan de la década de los 1980s. Uno de las medidas predecesoras para la promoción del consumo del biocarburantes en el sector del transporte fue la Directiva del Consejo Europeo de diciembre de 1985, que estableció como medida relacionada con el ahorro de crudo autorizar, la sustitución de los componentes del combustible en la gasolina. Esta Directiva expresaba la importancia que los biocarburantes significaban para la seguridad de suministro al reducir la dependencia en las importaciones de petróleo:

“Los Estados miembros no impedirán, restringirán o desalentarán, por razones relativas al contenido de compuestos oxigenados; la producción, comercialización y libre circulación de mezclas de gasolina que contienen compuestos oxigenados orgánicos que cumplan con los límites estipulados en el anexo. Tales mezclas de combustibles deberán ser seguras y presentar igual rendimiento que el que muestra la gasolina usada en vehículos impulsados por motores de combustión interna actualmente en circulación, y podrán ser vendidas sin requerir ninguna modificación al motor”. Esta Directiva autorizaba concretamente la mezcla de hasta 5 % de etanol y hasta 15 % de etil-ter-butil-éter en la gasolina.⁷⁴²

Esta medida formaba parte de las primeras estrategias de diversificación hacia fuentes alternativas al petróleo establecidas a nivel de la UE, con el fin de reducir la alta dependencia que había en el sector de transporte rodado. Sin embargo éste instrumento no establecía obligaciones jurídicamente vinculantes para los Estados Miembros, sino más que las de permitir y no impedir la mezcla de compuestos oxigenados como el etanol o el etil-ter-butil-éter con la gasolina. Tampoco se establecen objetivos de producción ni de consumo de biocarburantes y tampoco se señala si habría algún tipo de incentivo a la producción o al consumo. Sin embargo es uno de los primeros pasos que la UE toma con el objeto específico de diversificar el consumo combustibles en el sector del transporte rodado y refleja la reticencia de los Estados miembros a intervenir con demasiado ímpetu en el sector de los hidrocarburos.

Posteriormente, en 1993, se creó el programa ALTENER que constituía un programa no-tecnológico de la Comisión para la promoción de fuentes renovables de energía dentro de las Comunidades Europeas, funcionando como apoyo de una serie de medidas para desarrollo de políticas energéticas, con el objeto específico de promover las energías renovables tales como acciones piloto, promoción y monitorización de actividades o remoción de barreras que obstaculicen el desarrollo comercial de estas fuentes alternativas. Este programa enfatizaba la necesidad de incrementar el uso de biocarburantes introduciéndose como un objetivo no vinculante una presencia mínima del 5% del mercado.⁷⁴³

⁷⁴² Ver: Council Directive 85/536/EEC, of 5 December 1985, On crude-oil savings through the use of substitute fuel components in petrol.

⁷⁴³ Ver: Council Decision 93/352/EC, Concerning the promotion of renewable energy sources in the community

En el año 1997, la Comisión Europea adoptó la comunicación: “Energía Para el Futuro: Fuentes renovables de Energía”, donde se reconoce la necesidad de promover las energías renovables como prioridad de la Comunidad Europea, debido a la alta contribución que estas fuentes de energía no convencionales podrían generar para mejorar la seguridad energética y para la diversificación de suministro. Para esto se estudia establecer un objetivo de producción de biocarburantes para la UE. (COM, 1997b) Basándose en un estudio de factibilidad, la Comisión Europea propone el objetivo de producir 18 millones de toneladas de biocombustible equivalente al 5 % del consumo, como medida necesaria para la incrementar la seguridad energética y la protección ambiental, y prioritariamente enfocadas hacia el sector del transporte (COM, 2001d).

Con estos antecedentes y experiencias se decide que el instrumento ideal para promover los biocarburantes sea una Directiva, porque su naturaleza flexible permitiría que los Estados Miembros tomen las medidas concretas y específicas de acuerdo a sus propias capacidades de producción. El propósito era fomentar el uso de biocarburantes para el transporte definiendo un mínimo porcentaje dentro de la Comunidad Europea. La Directiva establecería una obligación a los Estados miembros para que estos tomen las medidas necesarias con el fin de que en 2005 los biocarburantes representen como mínimo el 2 % de combustibles para el transporte consumido en sus respectivos territorios. La propuesta recomienda a los Estados miembros, estimular el desarrollo tecnológico para los procesos de conversión de la biomasa en biocarburantes por parte de las empresas productoras, mediante el uso de instrumentos financieros para la investigación en protección del medioambiente, en el desarrollo regional, así como la promoción de su uso en el transporte público. Un mínimo porcentaje de biocarburantes en los respectivos países miembros se establecería mediante un programa supervisado anualmente por la Comunidad a través de informes emitidos por los Estados miembros, donde se señalen tanto los logros como los instrumentos utilizados. Con esta información la Comisión Europea propondría nuevos objetivos mediante el establecimiento de mandatos obligatorios de mezcla mínimos o impuestos selectivos aplicados al biodiesel (COM, 2002b).

Se trataba de materializar un objetivo común basado en el incremento del uso de los biocarburantes en el transporte automotriz en todos los Estados Miembros, pero con el fin de permitir que los éstos tengan tiempo para desarrollar la infraestructura necesaria para la producción no se establecería algún compromiso cuantitativo antes del 2005, previéndose un incremento de este porcentaje a 5 % para el año 2009. El desarrollo de la demanda por medio de estas políticas conllevaría nuevas oportunidades en el comercio internacional y para la agricultura sostenible en los Estados de la Comunidad Europea con gran producción agrícola (COM, 2001b).

IV.2.1.2. La Directiva 2003 y unos objetivos mínimos “indicativos” de cuotas de consumo de biocarburantes para los Estados Miembros

La directiva para la promoción de los biocarburantes y otros combustibles renovables para el transporte fue establecida en mayo del 2003 y buscaba incrementar tanto la producción como el consumo de biocarburantes en la UE. Mediante el establecimiento de valores de referencia sobre el porcentaje del mercado que debían representar los biocarburantes en los Estados miembros, se establecía que:

*“Los Estados miembros deberán velar por que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes y otros combustibles renovables y a tal efecto se establecerán objetivos indicativos nacionales”.*⁷⁴⁴

La diferencia sustancial entre la propuesta modificada de la Comisión Europea y la Directiva final en materia de promoción de biocarburantes del 2003 radicaba en que la primera fijaba porcentajes jurídicamente vinculantes para ser aplicados en el mercado de combustibles para el transporte en cada uno de los Estados miembros, mientras que la Directiva promulgada establecía solo valores de referencia para los objetivos indicativos nacionales. En el artículo 3 de la propuesta de la Comisión se establecía claramente que los Estados miembros debían asegurar un 2 % mínimo de participación de los biocarburantes sobre la base del contenido energético total que representaban la gasolina y el diésel comercializados en el mercado del transporte de cada uno de los países miembros. Sin embargo en la Directiva se adoptaba una fórmula diferente y mucho más suave, por la cual los países establecerían los objetivos indicativos nacionales con el fin de asegurar un porcentaje mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables en sus mercados, dándose un valor de referencia de 2 % para el 2005, y de 5,75 % para el 2010.⁷⁴⁵

Respecto a los resultados de la Directiva la Comisión Europea señala que los objetivos indicativos establecidos por los Estados Miembros fueron menos ambiciosos, equivaliendo a una cuota promedio de solo el 1,4 % del combustible consumido en la totalidad de la UE. La cuota de biocarburantes conseguida fue aún más baja, con tan solo un 1 %. Asimismo, el progreso fue desigual y solo Alemania, Francia y Suecia superaron el 1 %, siendo Alemania quien representaba dos tercios del consumo de la UE. Además de los costos, hay tres principales razones para explicar el poco progreso. La primera razón era que en los Estados miembros no había sistemas de apoyo apropiados en los que la Directiva se asiente, la segunda, era que los proveedores de combustible se reusaban a usar etanol carburante (el cual solo representó el 20 % del total de consumo de biocarburantes) porque ya tenían un exceso de gasolina para comercializar en el mercado, y tercero porque el marco regulatorio para la promoción de los biocarburantes se encontraba poco desarrollado en relación con las necesidades de los Estados Miembros para traducir estos objetivos en medidas concretas (COM, 2006d).

Al evaluar los resultados de la Directiva, la comisión sostiene que a pesar de que algunos Estados Miembros han adoptado los objetivos indicativos para el 2010 en 2007 siguiendo el valor de referencia de 5,75 %, las disparidades entre los objetivos que los Estados Miembros anunciaron y lo poco que consiguieron en 2005, hacían improbable la consecución de los objetivos para el año 2010 usando las actuales políticas (COM, 2006d). De esta manera la Comisión señala que: *“El objetivo indicativo provisional de 2 % no ha sido conseguido. Los biocarburantes solo llegaron a representar el 1 % del combustible del transporte rodado en el 2005.”* De acuerdo con la evaluación del objetivo de

⁷⁴⁴ Ver: *Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council, 27/05/2003, “On the promotion of biofuels and other renewable fuels for transport.*

⁷⁴⁵ Es probable que el Consejo europeo haya considerado que no había la suficiente base jurídica en el derecho originario para ir más allá de los objetivos indicativos, e intervenir con más fuerza en los mercados del petróleo. También es posible que algunos Estados Miembros con menores posibilidades de beneficiarse de una regulación de tal naturaleza, hayan considerado que esta medida solo beneficiaría a los grandes Estados productores de cultivos de potencial uso energético de Europa, oponiéndose por tanto a la versión original de la Comisión Europea.

5,75 % para el 2010, en las conclusiones de la Comisión Europea, se estima que este objetivo no es probable que se consiga, considerándose a lo sumo una previsión de 4,2 % para este año (COM, 2008c).

Tabla IV-2: Objetivos mínimos de biocarburantes y cuotas de mercado de combustibles en el transporte rodado en los Países miembros de la UE.

Estado Miembro de la UE	Obj. 2005 (%)	CEM (%) 2005	Obj. 2007 (%)	CEM (%) 2007	Obj. 2008 (%)	CEM (%) 2008	Obj. 2009 (%)	CEM (%) 2009	Obj. 2010 (%)
Alemania	2	3,75	4,40 D 2,00 G	7,30	4,40 D 2,80 G	5,90	5,25	5,53	6,25
Austria	2,5	0,93	2,95	4,23	4,70	5,5	5,75	6,99	5,75
Bélgica	2	0,0	3,50	1,05	4,25		5,00	-	5,75
Chipre	1	0,0	1,00	0,15	2,50	1,94	2,50	-	2,50
República Checa	3,70	0,05		0,51	2,00	1,63	3,50	2,72	4,50
Dinamarca	0,1	n.d.	0,10	0,20	n.d.	0,20	n.d.	-	0,75
Estonia	2	0,0	n.d.	0,00	n.d.	0,60	n.d.	0,26	5,75
Eslovaquia	2	n.d.	2,00	2,59	2,00	2,65	3,40	3,40	5,75
Eslovenia	0,65	0,35	2,00	0,83	3,00	1,20	4,00	-	5,00
España	2	0,44	n.d.	1,10	1,90	1,94	3,40	3,75	5,83
Finlandia	0,1	n.d.	n.d.	0,02	2,00	2,00	4,00	-	5,75
Francia	2	0,97	3,50	3,57	5,75	5,71	6,25	-	7,00
Grecia	0,7	0,01	3,00	1,21	4,00	1,47	5,00	-	5,75
Hungría	0,6	0,07	n.d.	0,68	n.d.	3,51	n.d.	3,75	5,75
Irlanda	0,06	0,05	1,75	0,60	2,24	1,62	n.d.	1,72	4,00
Italia	1	0,51	2,00	0,46	3,00	0,59	4,00	3,47	5,00
Letonia	2	0,33	3,50	0,16	4,25	0,17	5,00	0,48	5,75
Lituania	2	0,72	n.d.	3,63	n.d.	4,30	n.d.	4,43	5,75
Luxemburgo	0,0	0,02	n.d.	2,10	n.d.	2,0	n.d.	-	5,75
Malta	0,3	0,52	n.d.	1,08	n.d.	0,42	n.d.	0,37	1,25
Países Bajos	2	0,02	2,00	2,77	3,25	3,26	3,75	3,81	4,00
Polonia	0,5	0,48	2,30	0,80	3,45	3,66	4,60	4,63	5,75
Portugal	2	0,0	3,00	2,54	5,75	1,91	5,75	-	10,00
Reino Unido	0,19	0,18	n.d.	0,84	2,56	2,04	3,36	2,48	3,63
Suecia	3	2,23	n.d.	4,00	n.d.	4,90	n.d.	-	5,75
EU 25	2	1		2,44		3,11		-	5,75

Fuente: Elaboración propia a partir de: Reportes de Progreso de biocarburantes de Estados Miembros de la UE, bajo la Directiva 2003/30/EC, EUROSTAT (2010), EBB (2010), NREAPS (2010), Comisión Europea reporte de progreso de los biocarburantes.

Como podemos observar en la tabla IV-2, el único país que consiguió cumplir con el objetivo indicativo para 2002 asignado tras la promulgación de la directiva del 2003 fue Alemania. Suecia estuvo cerca de cumplir con su objetivo del 3 % pero tampoco pudo alcanzarlo. En el caso de Francia e Italia no alcanzaron a cumplir ni la mitad de sus objetivos, y en el caso de España ni la cuarta parte. Para los objetivos establecidos en 2007. Alemania Casi llega a duplicar sus objetivos, mientras que otros países también logran alcanzar sus objetivos indicativos, entre estos: Francia, Austria, Eslovaquia y los países bajos, observándose un incremento general de la producción. La producción seguiría incrementándose en adelante pero para las previsiones de la Comisión, no sería suficiente para alcanzar mayores niveles de desplazamiento de carburantes fósiles en el transporte.

IV.2.1.3. Cuotas vinculantes de biocarburantes y otras energías renovables para el transporte rodado: la Directiva 2009/28/EC

Con los modestos resultados obtenidos tras la implementación de la Directiva 2003/30/CE y teniendo en cuenta el aumento de la dependencia en el petróleo, la dificultad para reducir la emisiones de GEI en este sector del transporte rodado, así como el mayor coste relativo de los biocarburantes frente a otras fuentes de energía renovable, la Comisión Europea propuso incluir dentro de un nuevo marco legal objetivos mínimos legalmente vinculantes para los biocarburantes, entendiendo que son la fuente principal de energía renovable que puede ser usada para enfrentar los desafíos energéticos de este sector. Sobre la base de supuestos conservadores relacionados a la disponibilidad de materia prima producida sosteniblemente, la tecnología de los motores de los automóviles, así como la tecnología para la producción propia de biocarburantes; la Comisión Europea reformula y plantea el establecimiento de unos objetivos mínimos vinculantes de un 10 % para el 2020, sobre el consumo total de derivados del petróleo en el sector del transporte rodado (COM, 2006d).

Paralelamente, en el Consejo Europeo de Bruselas de Marzo de 2007 se acordó establecer posteriormente un objetivo de 20 % de energías renovables relativas al total de consumo de energía de la UE, así como un objetivo mínimo obligatorio de 10 % de biocarburantes en el consumo total de gasolina y diésel del sector transporte rodado que debía ser cumplido de manera coste efectiva por cada uno de los Estados Miembros para el año 2020. El carácter vinculante del objetivo mínimo será adecuado siempre que la producción de biocarburantes sea sostenible, que los biocarburantes de segunda generación estén comercialmente disponibles y que la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y del diésel sea modificada para permitir niveles de mezcla mayores (COM, 2008c).

Teniendo en cuenta las diferentes posturas del Consejo y del Parlamento Europeo respecto a la forma de impulsar los biocarburantes, la Comisión Europea propone traducir el 20 % de energías renovables en objetivos individuales para cada Estado miembro, en razón de sus potencialidades para desarrollar energías renovables, así como las diferencias en sus matrices energéticas. El 20 % se reflejará en un mismo incremento de la cuota de cada Estado miembro que estará ponderado por su PIB, modulado para reflejar sus puntos de partida, y que será calculado en términos de consumo final de Energía. El cálculo la cuota de energías renovables será la suma del consumo final de electricidad, calefacción y transporte proveniente de energías renovables (COM, 2008c).

A diferencia del objetivo global del 20 % se establecería un objetivo especial de 10 % para las energías renovables en el sector transporte, que sería el mismo para cada Estado miembro. La Comisión ahora señalaba que el 10 % de renovables en el transporte rodado se conseguiría principal pero no solamente con biocarburantes. Entre otras razones por las cuales se amplían las posibilidades de otras renovables en el transporte para cumplir con los objetivos se alude al alto coste de producción en comparación con otras fuentes renovables. Para asegurar el éxito de los objetivos globales los Estados miembros debían trabajar hacia una trayectoria indicativa estableciendo para esto planes de acción nacionales que incluyan objetivos sectoriales, teniendo en cuenta los diferentes usos de la biomasa para movilizar nuevos recursos (COM, 2008c).

Basándose en estos nuevos objetivos de energías de renovables se promulga la nueva Directiva que determinaría los incentivos básicos en materia de consumo de energías renovables y biocarburantes. Se establece que cada Estado miembro deberá asegurar que la cuota de energía proveniente de energías renovables en todas las formas de transporte en 2020 sea al menos de 10 % del consumo final de energía en el sector del transporte. Para el cálculo del 10 % de energía proveniente de fuentes renovables consumidas en el transporte, se tiene en cuenta la ratio entre la cantidad total de todas las formas de energías renovables en el transporte, y la cantidad total de energía consumida en el transporte, que solo se contabilizará con la gasolina, el diésel y los biocarburantes consumidos en el transporte rodado y de trenes, así como la electricidad consumida en este sector y.⁷⁴⁶

Tabla IV– 3: Objetivos nacionales para las cuotas de consumo de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de energía para 2020

Estados Miembros	% de energía obtenida de Fuentes renovables en el consumo Bruto Final de energía (S ₂₀₀₅)	Objetivo para el % de energía obtenida de fuentes renovables en el consumo bruto final de energía (S ₂₀₂₀)*
Bélgica	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17,0 %	30 %
Alemania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
España	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungría	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Países Bajos	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Rumanía	17,8 %	24 %
Eslovenia	16,0 %	25 %
R. Eslovaquia	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Suecia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Fuente: "Renewable Energy Directive" 2009.

* De esta cantidad e energías renovables el 10 % debe ser consumido en el transporte.

Para el cálculo del porcentaje de energías renovables en el consumo energético de los Estados miembros el consumo bruto de energía provenientes de fuentes renovables, se calcularía como la suma del consumo final de electricidad producida con fuentes renovables de energía, el consumo bruto final de energías renovables en la calefacción y refrigeración, así como el consumo final de

⁷⁴⁶ Ver: Directive 2009/ 28/ EC of the European Parliament and of the Council, "On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC,

energías renovables en el transporte. Los biocarburantes, tanto producidos en la UE, como los importados, deben cumplir además con unos criterios de sostenibilidad para el cumplimiento de los objetivos nacionales vinculantes, de las obligaciones de energías renovables, así como para calificar para el apoyo financiero destinado a expandir el consumo de biocarburantes y biolíquidos en el transporte.⁷⁴⁷ Asimismo, la RED (2009) establece que la electricidad renovable consumida en los vehículos eléctricos sería contabilizada con 2,5 el contenido energético del input renovable de donde se obtiene al electricidad, mientras que en el caso de los biocarburantes obtenidos de residuos, material de celulosa no alimentaria, o material de lignocelulosa, contarían dos veces el valor de los combustibles de primera generación.⁷⁴⁸

IV.2.1.4. Panorama de las obligaciones de consumo mínimo de biocarburantes en los Estados miembros de la UE

Siguiendo las recomendaciones de la Directiva 2003/30/EC que estipulaba objetivos indicativos de biocarburantes, y posteriormente la Directiva de energías renovables 2009/28/EC que establecía cuotas vinculantes de un 10 % de renovables para el transporte, los Estados miembros quedaban obligados a establecer medidas de fomento en sus legislaciones nacionales, necesarias para la incorporación de los biocarburantes en el mercado del transporte rodado. A pesar de los compromisos vinculantes para cada Estado miembro, el sistema europeo de promoción de energías renovables en el transporte ha sido bastante flexible en relación con la forma como los Estados miembros pueden alcanzar sus compromisos, dejando un considerable grado de discrecionalidad en materia de política energética para el transporte. Además aunque las obligaciones comunitarias de renovables en el transporte se fortalecieron desde la promulgación de la directiva 2003/30 /EC, las necesidades energéticas y las situación en los mercados agrícolas incentivaron la adopción de medidas para fomentar la producción y el uso de biocarburantes a nivel Estatal, aún antes de la promulgación de las principales medidas comunitarias.

A pesar que muchos países ya establecían algunos instrumentos para la promoción del uso biocarburantes en el transporte, varios de estos países empezaron a implantar en sus legislaciones instrumentos de mandato y control en forma de obligaciones de cuotas de consumo o de mezclas de carburantes convencionales con biocarburantes. Un mandato obligatorio de mezcla aplicado a través de la legislación de un Estado miembro de la UE era un instrumento regulatorio que a diferencia de otros instrumentos, servía para hacer obligatorio el uso de biocarburantes en los mercados nacionales, incentivar la inversión en el sector y cumplir las cuotas establecidas en la regulación de alcance europeo.

Como observaremos en el punto subsecuente, en muchos Estados miembros, los instrumentos utilizados inicialmente para incentivar la presencia de biocarburantes en el transporte fueron básicamente instrumentos económicos, especialmente en la forma de incentivos fiscales, favorecidos en buen grado por los cambios iniciados en el sistema de protección de la Política

⁷⁴⁷ Ver: *Directive 2009/ 28/ EC of the European Parliament and of the Council, "On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.*

⁷⁴⁸ Ver: *Directive 2009/ 28/ EC of the European Parliament and of the Council, "On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, 2009.*

Agraria Común a principios de los 1990s, como por la política fiscal energética aplicada a nivel Estatal. Los carburantes usados en el transporte eran gravados con una considerable presión fiscal en los países europeos y establecer diferenciales fiscales era una forma bastante efectiva de incentivar el uso de biocarburantes en el transporte. Sin embargo, parece ser que estos instrumentos resultaban tener una relación de coste-efectividad relativamente alta. El tránsito hacia instrumentos de mando y control como los mandatos obligatorios de cuotas y mezclas puede responder al coste económico que representan este tipo de medidas fiscales, especialmente cuando el régimen impositivo para los carburantes de automoción en la UE tiene un marcado propósito recaudatorio.

Dada la inelasticidad precio de la demanda de carburantes, sumado al incremento del consumo energético en el sector del transporte, la fiscalidad de los hidrocarburos representaban altos y estables ingresos para sus presupuestos, por lo que los programas de incentivos fiscales implicaban dejar de recaudar una cantidad significativa de esos ingresos públicos. Además, aun cuando se trataba de incentivos que podían reducir la presión fiscal sobre los carburantes convencionales, la efectividad de los instrumentos económicos para expandir el consumo estaría determinada por los costes de producción, así como por el diferencial en la presión fiscal relativa en favor del uso de biocarburantes frente a los carburantes de origen fósil, por lo que mientras mayor era la cuota de biocarburantes mayores eran los ingresos fiscales dejado de recaudar (OCDE, 2013a).

Desde 2005, los países que representaban el 90 % del consumo de biocarburantes en la UE han venido transitando de un modelo puramente basado en incentivos fiscales, a modelos regulatorios basados en sistemas de mandato y control de basados en cuotas o de mezclas obligatorias de biocarburantes con carburantes fósiles. Estos sistemas pueden operar autónomamente sin la existencia de otros instrumentos, pero dado que el mayor coste de los biocarburantes por lo general implica un incremento de precios, el coste de estos instrumentos de penetración es asumido por los consumidores finales de carburantes. Sin embargo, un sistema de cuotas mínimas puede operar junto a la aplicación de instrumentos económicos. Estos, conocidos como sistemas mixtos, son sistemas de promoción de biocarburantes donde los beneficios fiscales se encuentran vinculados a los instrumentos de mandato y control, estando en muchos casos condicionados al cumplimiento de los mandatos obligatorios o cuotas de consumo de energías renovables en el transporte.

En la actualidad, casi todos Estados miembros de la Unión Europea presentan instrumentos de mandato y control en la forma de un sistema de cuotas de consumo de energías renovables en el transporte, y dentro de este género establecen específicamente cuotas mínimas de biocarburantes. Entre los países que no incorporan este sistema se encuentran Estados como Suecia, que tiene un sistema de promoción de biocarburantes por incentivos fiscales, Estonia donde hay una propuesta legislativa para la introducción de un sistema de cuotas, Chipre donde hay un sistema de ayudas a la inversión en la producción, Letonia que aplica un sistema de incentivos fiscales similar al sueco, Lituania que tiene un sistema de incentivos fiscales como el sueco, pero que está acompañado por subsidios a la producción, y finalmente Malta, que aunque está evaluando el cambio a un sistema de cuotas, a la fecha tiene un sistema de promoción basado en incentivos fiscales (European Commission, 2013b).

Una diferencia importante entre los instrumentos de mandato y control aplicados por la mayoría de Estados miembros y los sistemas de fomento basados en los instrumentos económicos, es que en los sistemas de cuotas generalmente la carga de los costes derivados de la obligación de consumo

carburantes renovables se transfieren casi completamente al consumidor final, reduciendo así la caída de ingresos vinculada a la fiscalidad de productos energéticos en el transporte; mientras que en el caso de los sistemas basados en incentivos fiscales, la carga del coste del sistema de promoción la asume generalmente el Estado, es decir los contribuyentes en su totalidad. Una situación intermedia la constituirían los sistemas mixtos, donde se reparten los costes de las políticas de fomento entre los consumidores finales de carburantes de automoción y los contribuyentes.

Desde el punto de vista de la intensidad de mezclas obligatorias, se observa que la gran mayoría de Estados miembros establecen porcentajes obligatorios de mezclas menores en sus sistemas de promoción, muchos de los cuales presentan un calendario de incremento gradual del nivel de mezclas relacionado con la obligación del cumplimiento del 10 % de renovables en el transporte establecido en la RED (2009). El sistema de cuotas solamente obliga a los proveedores del mercado a incorporar porcentajes mínimos de biocarburantes, es decir, todavía no es usado como mecanismo para promover altas mezclas.

Las mezclas de altas proporciones, los biocarburantes puros o las tecnologías de segunda generación de biocarburantes generalmente son promocionadas mediante instrumentos económicos. Primero se permiten que se usen este tipo de biocarburantes en el mercado y luego se subvencionan mediante instrumentos fiscales o ayudas estatales. Entre los Estados miembros que promocionan de forma paralela a las mezclas menores reguladas con instrumentos de mandato y control, altas mezclas de biocarburantes mediante la adopción de instrumentos económicos, destacan los más grandes productores de la Unión Europea: Alemania y Francia, a los que se les une (con un nivel menor de producción y consumo) Finlandia.⁷⁴⁹

Asimismo, mientras que en la mayoría de países se establecen porcentajes mínimos de biocarburantes, que pueden ser alcanzados por cualquier tipo de biocarburante que permita la legislación europea, otros países establecen porcentajes específicos para ciertos biocarburantes, principalmente etanol, biodiesel, así como biocarburantes puros. Entre estos se encuentran también los grandes productores de la Unión, Alemania, Francia, España e Italia; así como Austria y otros Estados miembros como Bélgica, Países Bajos, Portugal o Eslovaquia, que presentan un menor, pero creciente nivel de producción de biocarburantes.

La escasez de mayores cuotas obligatorias puede deberse a limitaciones en el suministro, como a barreras tecnológicas para expandir el consumo y la red de distribución de mayores mezclas. Estas últimas hacen que el coste del proceso de adaptación estructural de cada una de las fases de la cadena de valor de los biocarburantes sea menor para las mezclas de bajas proporciones que para las mayores. Así hemos podido observar que existen pocos incentivos en el mercado europeo de biocarburantes a la oferta de mezclas mayores en bomba. La dificultad de alcanzar una expansión de la oferta de biocarburantes mediante el uso de altas mezclas radica, no solamente en las barreras físicas relacionadas con la disponibilidad de recursos naturales suficientes para incrementar la

⁷⁴⁹ Asimismo, Suecia que tiene un sistema basado en incentivos fiscales, establecía instrumentos de comando y control para mezclas mayores. Por medio de la Ley de Obligación de suministro de combustibles renovables o "*Skyldighet att tillhandahålla förnybara drivmedel*", de 2006 se establece una obligación de oferta de altas mezclas de biocarburantes en todas las estaciones de combustible que vendan al menos 300 m³ de gasolina y diésel, deben poner a la venta al menos un tipo de combustible renovable. Para la ley se consideraban combustibles renovables biocarburantes el B100 o el E85. Fuente: (EBB, 2013)

producción europea, y el coste de oportunidad del uso de cultivos alimentarios para los mercados de energía, sino también por el estancamiento del desarrollo tecnológico de los biocarburantes de segunda generación, así como por la misma política comercial de la UE, que limita el suministro externo de biocarburantes para el consumo interno y subordina en gran medida la política de diversificación de fuentes energéticas a la capacidad doméstica de suministro, factores que en conjunto han impidido una mayor expansión del mercado de biocarburantes en la UE.

Este problema es más evidente en el caso de la adaptación de los sistemas de distribución de combustibles y de los incentivos de la industria automotriz europea, a nuevas y más altas mezclas con biocarburantes. Dado que la tecnología convencional utilizada para la distribución y consumo de combustibles fósiles requiere notables y costosos ajustes para soportar la sustitución energética mediante mayores mezclas, es necesario inversiones de gran escala, tanto del sector público como del sector privado, y en este último caso un marco regulatorio sólido que promueva la expansión estable del mercado en el largo plazo. Países como Suecia, y más recientemente los países Bajos, con distintos modelos de fomento de biocarburantes, han venido tomando algunas medidas coadyuvantes de carácter económico, para promover la adaptación de la infraestructura de distribución a las exigencias que implica la presencia de un porcentaje mayor de biocarburante en la mezcla, así como para la promover la transformación del parque automotor con el objetivo de elevar el consumo de altas mezclas de biocarburantes, así como de biocarburantes puros.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad de las energías de sustitución se observa que en la actualidad la mayoría de los países condiciona el uso de ciertos biocarburantes para el cumplimiento de las cuotas obligatorias, a la observancia de los criterios de sostenibilidad exigidos por la RED (2009). Esta observancia generalmente se basa en un sistema bastante discrecional de certificación nacional (en algunos casos internacional), efectuado por agencias independientes, aunque muchas de estas vinculadas a ministerios o a órganos de gobierno sectorial. El sistema más común se basa en la corroboración de la información otorgada por los operadores del mercado. De este resultado depende que los biocarburantes usados puedan contar para el cumplimiento de las obligaciones mínimas, como para la doble contabilidad establecidas en la regulación nacional sobre la base del reconocimiento comunitario establecido en la RED (2009). Entre los países que ya vienen aplicando la doble contabilidad de los biocarburantes avanzados, obtenidos de residuos o de material biológico no alimentarios podemos mencionar a: Alemania, Francia, Países bajos, Austria, Portugal, Rumanía, Finlandia y Reino Unido y los que todavía tienen pendiente el desarrollo legislativo en relación al listado o definición del tipo de biomasa calificable para el doble cómputo, esta España, Bélgica, Italia y Suecia.⁷⁵⁰

Desde el punto de vista del sistema de cumplimiento de las cuotas mínimas de biocarburantes se observa de manera general un nivel óptimo de *“enforcement”* legal, que opera de distinta forma

⁷⁵⁰ En el caso de España, a pesar de que los criterios de sostenibilidad se encuentran actualmente regulados mediante el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo; La ley 11 del 2013 ha establecido un periodo de carencia para la aplicación del periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos. Durante este periodo los criterios tendrán carácter indicativo en relación con las obligaciones derivadas del sistema de cuotas obligatorias de biocarburantes en el transporte. (European Commission, 2013b)

entre los distintos modelos regulatorios. En general todos los modelos presentan penalidades por incumplimiento, que se traducen en sanciones económicas, que en muchos casos y dependiendo del grado de incumplimiento, pueden ir acompañadas de sanciones administrativas, la realización de pagos compensatorios o hasta penalidades civiles, todas estas aplicables a los casos donde no se haya llegado a cubrir las cuotas mínimas establecidas en los instrumentos de mandato y control.

Una de las principales diferencias en los modelos regulatorios de promoción de biocarburantes mediante cuotas obligatorias o mandatos mínimos de mezclas es su relación con otros instrumentos económicos para favorecer su cumplimiento, así como con la flexibilidad o rigidez del sistema de cumplimiento. Teniendo en cuenta el diseño del mecanismo de cuotas en relación con otros instrumentos de cumplimiento, hemos podido observar tres modelos distintos dentro del propio sistema europeo: El primero es aquel donde el sistema de cuotas funciona con un sistema rígido sin ayudas vinculadas, el segundo donde el sistema de cuotas funciona mediante un mecanismo flexible de cumplimiento y el tercero donde el mecanismo de cuotas se apoya en instrumentos económicos como incentivos fiscales u otro tipo de ayudas. Además, cualquiera de estos modelos puede ser acompañado por un sistema de incentivos fiscales paralelo, generalmente vinculado a la promoción de mayores proporciones de mezclas en el mercado, algunos biocarburantes puros, o de biocarburantes alternativos o de segunda generación.

-Sistemas de cuotas desvinculados y rígidos

En el caso de los sistemas de promoción donde predominan las obligaciones de mezcla o de cuotas no vinculadas o condicionadas a otros instrumentos económicos, podemos mencionar a Estados miembros de la UE como Alemania, el más grande productores de biodiesel de la Unión, acompañado de Grecia, Luxemburgo, Hungría, Polonia, Rumanía. Estos sistemas en general se vienen utilizando para promocionar mezclas de combustibles con biocarburantes en bajas proporciones como el biodiesel B5, el bioetanol E5 o el ETBE y que no sobrepasan en general el 10 % en volumen, con excepción de Alemania que de forma paralela promueve el uso de mezclas mayores. En la tabla podemos observar los sistemas de promoción por cuotas con mecanismos rígidos de cumplimiento:

Tabla IV– 4: Sistemas de cuotas desvinculados y rígidos

Alemania	
2007	La política de promoción de biocarburantes en Alemania se basa en dos mecanismos: La Cuota de biocarburantes y un mecanismo supletorio de regulación fiscal. El principal medio de soporte al consumo de energías renovables en el transporte está basado en un sistema de cuotas obligatorias. Este mecanismo obliga a las compañías que importan o producen petróleo, gas o combustibles diésel, asegurar que los biocarburantes representen un porcentaje de las ventas totales anuales de carburantes de las compañías, como se establece en la Ley de cuotas de Biocarburantes. Los proveedores de combustibles obligados pueden asignar esta obligación a otras compañías. La cuota indica el mínimo porcentaje de biocarburantes en relación con el total de carburantes comercializados en Alemania y ha sido establecida en 6,25 % hasta 2014. Se promulga la Ley de cuotas para los Biocarburantes de 2007. Se establece una cuota mínima de biocarburantes en la cantidad total de combustibles puesto en el mercado del transporte rodado. La obligación recae sobre los distribuidores de combustibles. Se prevén penalidades en caso de no cumplimiento. La cuota en 2007 fue de 1,2 % para la gasolina y 4,4 % para el diésel.
2008	En 2008, se aplicó una cuota fue de 2,0 % para la gasolina y de 4,4 % para el diésel. (2008)
2009	En 2009, se aplicó una cuota de 2.8 % para la gasolina y de 4,4 % para el diésel. Con una cuota total de 5,25 % (2009)
2010	En 2010, se aplicó una cuota de 3,6 % para la gasolina y de 4,4 % para el diésel. Con una cuota total de 6,25 %

	(2014)
2015	Desde 2015 el valor de referencia de las actuales tasas basadas en el contenido energético, cambiará por los valores previstos basados en reducciones netas de emisiones (2015). Cuota de reducción neta de GEI 3 % para 2015, de 4,5 % para 2017, de 7 % para 2020.
Grecia	
2002	De acuerdo con la Ley 3054 del 2002 los productores y distribuidores de gasolina y diésel carburante, están obligados a mezcla sus carburantes con una cuota global determinada de biocarburantes, el mandato específico de la cuota se especifica en el programa de distribución y es revisada anualmente. La ley prevé multas por incumplimiento. La ley estipula un cambio de sistema para 2013.
2005	De acuerdo con la Ley 3340 de 2005 se establece el uso obligatorio de los biocarburante exentos de impuestos en mezclas de hasta 5 % y desde 2009 de 7 %. El porcentaje de mezcla de biocarburante será determinado anualmente en un sistema de cuotas por licitaciones. El biodiesel y otros biocarburantes estarán exentos de los impuestos especiales hasta el 2007.
2009	Se establece un estándar máximo de biodiesel del 7 %, con algunas posibles excepciones para mezclas mayores, y adopción del estándar EN 590 por el Consejo nacional de Química.
2011	SE establece una sanción administrativa de revocación de licencia. (FEK B 2342/2011).
Luxemburgo	
2009	Desde diciembre del 2009 las compañías que suministran gasolina y diésel para el consumo deben cumplir con una cuota de biocarburantes, determinada anualmente. Los Biocarburantes elegibles son los previstos en la Directiva Europea 2003/30/CE. La ley del 21 de diciembre del 2012 estableció una cuota de 3,5 % de biocarburantes para el total de ventas anuales de los operadores obligados .En caso de incumplimiento se aplica un impuesto al carbono en razón de 1200 euros por 1000 litros de biocarburante no puesto en el mercado (Ley del 17 de diciembre del 2010).
Hungría	
2010	En Hungría en principal sistema d promoción de energías renovables en el transporte es un sistema de cuotas. Este programa establece obligaciones a los distribuidores minoristas de carburantes convencionales a incorporar un cierto porcentaje de biocarburantes e hidrógeno en sus ventas anuales. Solamente los biocarburantes que cumplan con el criterio de sostenibilidad regulado de acuerdo al decreto 343/2010 y la ley No. CXVII of 2010, serán contabilizados para cumplir las obligaciones. El Decreto 343/2010 prescribió hasta fines del 2013 unas cuotas de 3,1 % y 4,4 % para la gasolina y el diésel carburante respectivamente. Para 2014 y fines del 2015 las cuotas se equiparan para ambos carburantes en 4,9 %. Se aplican penalidades que pueden ser reducidos cuando el incumplimiento se deba por cuestiones de las sostenibilidad del biocarburante. (Ley No. CXVII of 2010).
Rumanía	
2011	En romania se aplica un objetivo de adición de biocarburantes para la gasolina y el diésel. Solamente los biocarburantes que certifiquen haber cumplido unos criterios específicos de sostenibilidad establecidos en la Ley nacional pueden ser tomados en consideración para el cumplimiento de las cuotas. (Decreto No. 935/2011) El decreto Nº 918/2012 establece las siguientes cuotas de biocarburantes, los cuales no han sido producidos de residuos, desperdicios o celulosa no alimentaria, de lo contrario estos objetivos vinculantes se reducen a la mitad. Desde el 10 /11 2011: Mínimo 4 % y máx. 5 % Desde el 01/01/2013: Min, 6 % Desde el 01/01/2015; min 8 % Desde 01 / 01 /2017; min 9 % Desde 01 /01 / 2009; min 10 % Para 2020 el porcentaje Mínimo para los minoristas de gasolina y diésel es 10 %. No hay procedimientos previstos para ajustar las cuotas. Los minoristas que no cumplan las cuotas o los criterios de sostenibilidad previstos, con la documentación requerida o con la cuota prevista para 2020, o no sigan la metodología establecida para calcular el contenido energético; están sometidos a importantes penalidades económicas. Decreto 918 /2012
Polonia	
2008	La ley de biocomponentes y biocarburantes líquidos del 2006 obliga a los productores, importadores y proveedores a cumplir con un determinado porcentaje de biocarburantes. La ley establece objetivos indicativos nacionales (NCW), como porcentajes mínimo de biocarburantes y otras energías renovables en la cantidad total de carburantes líquidos. Los niveles de NCW son determinados cada tres años por un periodo de 6 años por el Consejo de Ministros Desde 2008 se establecieron objetivos indicativos nacionales obligatorios. En 2008-3,45 %; 2009-4,60 %; 2010-6,20 %,2012-6,65 % y 2013-7,10 %. Posteriormente se establecieron los NCW para 2014-7,10 %; 2015-7,10 %; 2016-7,10 %, 2017-7,80 %; 2018-8,50 %. Las cantidades obligatorias pueden reducirse en caso de problemas en el mercado o el suministro de biocarburantes. La legislación impone sanciones económicas en caso de no cumplimiento de los objetivos indicativos nacionales. Las penalidades llegan en promedio a 15 PLN por litro de biocombustible no

introducido.

Fuentes: Elaboración propia a partir de Reportes de Progreso de biocarburantes de Estados Miembros de la UE, bajo la Directiva 2003/30/EC, Eurostat (2010), EBB (2010), NREAPS (2010), Comisión Europea (reporte de progreso de los biocarburantes), Eurobarómetro (2011) y EEA (2013).

-Sistemas de cuotas con mecanismo flexible de cumplimiento

En otros países, dentro de los que predomina el sistema de cuotas desvinculado de incentivos fiscales, se establecen sistemas más flexibles para el cumplimiento de las cuotas. En estos sistemas se permite la transferencia de certificados de cumplimiento entre los operadores sujetos a las obligaciones de mezcla. Este sistema flexible de mercado permite a los operadores comprar y vender certificaciones de cumplimiento de las obligaciones de cuotas de biocarburantes, que son otorgadas al verificarse la observancia debida de las cuotas mínimas por la agencia estatal pertinente. Se trata de una alternativa a la rigidez que presenta el sistema de cumplimiento directo de las obligaciones, un instrumento económico que trata de incrementar la coste-efectividad del sistema, instaurando un mecanismo de mercado para descentralizar la forma de cumplimiento y aumentar el beneficio social esperado de la intervención. Entre los países que actualmente tienen un mecanismo de cuotas con cumplimiento flexible están Irlanda, Países Bajos, Reino Unido, Portugal, Italia y España.⁷⁵¹ En la tabla podemos observar los principales rasgos regulatorios de estos sistemas flexibles

Tabla IV 5: Sistemas de cuotas con cumplimiento flexible

Irlanda	
2010	En julio del 2010 entró en plena vigencia la ley que enmienda la ley de la Agencia Nacional de Reservas de Petróleo del 2007, y establece el Programa Obligatorio de Biocarburantes. El programa administrado por la Agencia Nacional de reservas de Petróleo impone obligaciones sobre los proveedores de carburantes, consistente en un porcentaje mínimo de biocarburantes sobre las ventas anuales. Los proveedores de carburantes deben asegurar un 4 % de biocarburantes por volumen (3,2 % por contenido energético) en las ventas totales anuales de carburantes. Pudiendo dicha cuota ser revisada por la autoridad competente. La Agencia otorgará certificados por cada litro de biocarburante puesto en el mercado Irlandés de transporte rodado, lo cuales podrán ser comercializados a través de las cuentas adjudicadas a las partes obligadas. La NORA (<i>National Oil Reserve Agency</i>) emite certificados para cada litro de biocarburante puesto en el mercado y el doble en el caso de biocarburantes avanzados o de biomasa no alimentaria, y es la entidad encargada de verificar el cumplimiento. Los certificados de cumplimiento son transferibles. (<i>BOS 2010-Energy Act 2010, Biofuel Obligation and Miscellaneous Provisions</i>).
2011	Se establecen los incrementos de cuotas en: 8 % en volumen (6,4 % por contenido energético) desde 2015; 10 % en volumen (8 % por contenido energético) desde 2018 y 10,5 % en volumen (8,4 % en contenido energético) desde 2019. (Ref. ENER C1/TH/pd D(2011) 102445)
2012	Los biocarburantes tienen que cumplir los criterios de sostenibilidad establecidos en la RED (2009) incorporados a la regulación interna en 2012.
Países Bajos	
2007	Mediante Decreto Legislativo 2006 se establece el programa de "Biocarburantes para el Transporte en 2007", se establece un sistema obligatorio para un mínimo porcentaje de biocarburantes (bio-ETBE, Bioetanol y biodiesel) para las mezclas al 2 %, calculado en función al contenido energético. Desde 2009 y con efecto retroactivo se establece que los biocarburantes sostenibles podrán contabilizarse doblemente para el cumplimiento de la obligación. (Biocarburantes obtenidos a partir de residuos, desperdicios, lignocelulosa o celulosa no alimentaria). Los distribuidores pueden elegir con qué tipo de biocarburante cumplir la obligación. La cuota de biocarburantes en 2009 fue de 3.75 % para todo el transporte rodado, y en el 2010 fue del 4 %, siendo de 3,5 %, tanto para el bio-ETBE y bioetanol en conjunto, como para el biodiesel. Los porcentajes mínimos que se basan en las ventas, pueden cumplirse por medio de mezclas, biocarburantes puros o mediante el comercio de bio-tickets. UN bio-ticket es un tipo de contrato que puede ser adquirido de alguna otra entidad obligada que exceda sus requerimientos de biocarburantes, y usada para cumplir su obligación. Desde entonces se han establecido nuevas

⁷⁵¹ Hasta de diciembre del 2012 en España se establecía un régimen fiscal favorable a los biocarburantes que funcionaba junto con la obligación de consumo de biocarburantes en el transporte. Ver: Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que dispone medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

	<p>cuotas de biocarburantes: 4,25 % en 2011, 4,5 % en 2012, 5 % en 2013, 5,5 % en 2014. Asimismo, la legislación holandesa establece cuotas mínimas específicas para el etanol-ETBE (3,5 %) y para el biodiesel (3,5 %) en 2010. La legislación también prevé, que los biocarburantes obtenidos de residuos, material de celulosa no alimentaria y de lignocelulosa, puede ser contabilizado doblemente para cumplir con las obligaciones de consumo. Para estos los proveedores deben de cumplir con el criterio de sostenibilidad de la RES y reportar a las autoridades Holandesas dicha acreditación de cumplimiento. (Decreto de energías renovables para el transporte 2011).</p>
Reino Unido	
2008	<p>En el marco de la Ley de la energía del 2004, se introduce para el año 2008 un esquema obligatorio de suministro de biocarburantes, la Obligación de Combustibles Renovables para el transporte (<i>Renewable Transport fuel Obligation-RTFO</i> " Order Nº 3072/2007). Bajo este sistema, refinadores, importadores y en general todos los proveedores de combustibles fósiles, que superen los 450,000 litros de combustible fósil por año deben probar que cierto porcentaje de los combustibles que introducen al mercado provienen de energías renovables. El sistema se basa en el comercio de certificaciones de cumplimiento que se otorgan a los proveedores una vez que estos demuestren que el suministro de algún combustible renovable es igual a porcentaje especificado en la norma legal. Los proveedores pueden cumplir esta obligación:</p> <ol style="list-style-type: none"> al proveer biocarburantes, reclamar y canjear certificados Al canjear certificados obtenidos de otros proveedores de biocarburantes, o Pagando un precio que será siempre superior al coste de la provisión de <i>biocarburantes (buy-out Price)</i> para maximizar el consumo. (15 peniques/litro hasta marzo del 2010 y 30 peniques/litros desde entonces) (consecuencia de no cumplimiento de la cuota) <p>Los porcentajes obligatorios eran 2008/09=2,5 %; 2009/10=3,75 % y 2010/11=5 %.</p> <p>El esquema prevé un sistema de penalidades civiles por incumplimiento impuestas a través de la Agencia de Combustibles Renovables (RFA) (2008)</p>
2009	<p>Por medio de la Orden de enmienda de la orden RTFO, (SI 2009/843), se introduce modificaciones sobre los porcentajes obligatorios de combustibles renovables en el transporte. Controversias ambientales sobre el uso de biocarburantes conllevan una reducción de las cuotas propuestas por la UE en el corto plazo pero se mantienen los objetivos de cumplimiento al 2020. Las cuotas se establecen entonces en 4 % para 2011/12; 4,5 % para 2012/13; 5 % para en 2013/2014 en vez de 2010/2011).</p>
2011	<p>Se traspone los criterios de sostenibilidad de la RED (2009) al RTFO. Para asegurar la sostenibilidad de los biocarburantes el gobierno obliga a las compañías a informar sobre el nivel de ahorro de emisiones y sobre la sostenibilidad del suministro antes de la entrega de los certificados.</p>
2013	<p>Se incluye el consumo final de biocarburantes cubiertos por el RTFO, a los vehículos y máquinas móviles y de transporte fuera de la carretera, como los buques de navegación interior, los tractores agrícolas y forestales y las embarcaciones de recreo, que no estén en el mar abierto. Asimismo la obligación de mezcla se reduce de 5 % al 4,75 %</p>
Portugal	
2010	<p>Las compañías que suministren biocarburantes deben incorporar un porcentaje de biocarburantes en el suministro total que colocan en el mercado. Mediante el Decreto Legislativo 117 / 2010, se establece el porcentaje de biocarburantes que deben ser introducidos al mercado desde 2020, y en razón de su contenido energético. (Enmienda del decreto legislativo 6 /2012)</p> <p>2011 y 2012–5 % 2013 y 2014–5,5 % 2015 y 2014–7,5 % 2017 y 2018– 9 % 2019 y 2020–10 %</p> <p>Además de estas cuotas abiertas se establecen cuotas específicas de un 2,5 % de biocarburantes que desplacen la gasolina en razón del contenido energético y relativo a la gasolina suministrada en el mercado desde 2015 a 2020. Adicionalmente, desde fin del 2014 una cuota específica mínima del 6,5 % para el biodiesel en diésel carburante es obligatorio para los operadores del mercado. (Decreto legislativo 2010)</p> <p>El sistema de cumplimiento es un sistema flexible mediante la emisión de títulos de cumplimiento que verifican el cumplimiento de los objetivos de mezcla y que pueden ser transferibles, como alternativa a la sustitución efectiva de carburantes fósiles, teniendo una validez de dos años. (DL 117/2010). Los biocarburantes además requieren cumplir con el criterio de sostenibilidad de acuerdo con la RED (2009). El Decreto legislativo 6 /2012 establece que el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad de lo biocarburante serán verificado por El Laboratorio Nacional de Energía y Geología, que notificará a la Comisión Europea la cantidad de biocarburantes suministrados e el año previo. (DL 117/2010). Se establecen altas penalidades económicas por incumplimiento, 2000 euros por cada certificado.</p>
Italia	
2006	<p>El Decreto ley Nº 2 de 2006 que modifica la Ley Nº 81 de 2006, establece una obligación de producción de unas cuotas de biocarburantes, sobre los agentes que suministran diésel y gasolina en el sector del transporte rodado. Para su funcionamiento se ha establecido un sistema de certificaciones emitidas anualmente y negociables (no internacionales) por los agentes del mercado, que hasta el 2001 fue acompañado por incentivos fiscales.</p>

2008	Con el Decreto 110/2008, Se aplica actualmente un sistema de cuotas. Este sistema es la principal herramienta para alcanzar el 10 % de biocarburantes en el transporte para 2020. El objetivo actual prevé un 5 % de biocarburantes para el 2014. Los biocarburantes elegibles son el bioetanol y derivados, el biodiesel el ETBE, y el Biohidrógeno. Los suministradores de gasolina y diésel del sistema, se encuentran obligadas a probar el cumplimiento del porcentaje fijado de biocarburantes mediante el número correspondiente de certificaciones, que son distribuidas por el Ministerio del Medioambiente. Cada certificación es comercializable y equivale a 10 Galones de gasolina. El ministerio del Medioambiente emite un número de certificaciones a los operadores en razón de la información declarada sobre el total de carburantes y biocarburantes consumidos en el año previo y la información y la cantidad de biocarburantes que ellos van a suministrar en el año actual, así como en fuentes propias y de terceros. Posteriormente, los operadores entregan al Ministerio las certificaciones relacionadas con el año previo. Finalmente el Ministerio contrasta las cantidades correspondientes a los certificados recibidos, con la información recibida y recibida el cumplimiento de la obligación. Cada año la cuota es establecida en función de las formulas establecidas en la ley. La cantidad requerida por el no cumplimiento es fijada entre € 600 y € 900, dependiendo del grado de incumplimiento.
España	
2009	La ley 34/1998 permite el uso de biocarburantes en el transporte. Le ley 12 del 2007 establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte. Estos objetivos son obligatorios a partir del año 2009 y pueden ser cambiados por Real Decreto. Los sujetos obligados son los distribuidores de productos petrolíferos al por mayor, los minoristas en la parte no suministrada por los mayoristas y los consumidores en la parte no suministrada por ninguno de los anteriores. Mediante la Orden ITC/2877/2008, se fijan unos objetivos mínimos por producto, tanto para la incorporación de biocarburantes a la gasolina, como al diésel. Estos objetivos por producto son inferiores a los objetivos globales de la Ley. Un mecanismo de cumplimiento flexible basado en certificados de cumplimiento de contenido de biocarburantes en el diésel como en la gasolina, aplicado a la cantidad de biocarburantes vendidos o consumidos, que cumplan los requisitos de sostenibilidad. Este mecanismo permite la transferencia de los certificados entre los operadores registrados. El sistema establece un mecanismo de pagos compensatorios por incumplimiento gestionados por la Comisión Nacional de la Energía, que se reparten entre los operadores con superávit en sus obligaciones de contenido de biocarburantes. Si el incumplimiento pasa el umbral establecido da lugar además a una sanción administrativa. Se establecen los siguientes objetivos obligatorios globales: 3,4 % 2009 y 5,83 % en 2010. Además se establecen los objetivos de biocarburantes en diésel y gasolina de 2,5 % en 2009 y de 3,9 % en 2010.
2011	Mediante Real Decreto 1597/2011 se regulan los criterios de sostenibilidad, para el cumplimiento de las obligaciones uso mínimo de biocarburantes en diésel y gasolina. En este sentido, el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013, en 6,2; 6,5; y 6,5 respectivamente y que se expresan como contenido energético mínimo en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos, y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos.
2013	Mediante ley 11 del 2013 se establece un nuevo objetivo global de biocarburantes vendidos Y/o consumidos, en 4,1 % desde 2013 en adelante. En el caso específico del diésel es de 4,1 %, y en el caso de la gasolina y 3,9 %, para 2013 y en adelante. Se establece asimismo, un periodo de carencia para la exigencia de los criterios de sostenibilidad, estableciendo carácter indicativo de tales criterios, por lo que no serán exigibles para el cumplimiento de las obligaciones u objetivos de venta o consumo de biocarburantes.

Fuentes: Elaboración propia a partir de Reportes de Progreso de biocarburantes de Estados Miembros de la UE, bajo la Directiva 2003/30/EC, Eurostat (2010), EBB (2010), Euroserv'ER (2011), NREAPS (2010), Comisión Europea (reporte de progreso de los biocarburantes) y EEA (2013).

–Sistemas mixtos o vinculados a incentivos fiscales

Establecer un sistema de cuotas fijas en el mercado de biocarburantes generalmente produce presiones al alza de los precios. Aun cuando los carburantes fósiles tienen precios más competitivos dado que externalizan los costes de las emisiones de carbono sobre la sociedad en su conjunto, la alta fiscalidad promedio en la UE, incrementa significativamente los precios minoristas de los carburantes. Las mezclas con biocarburantes, dependiendo del coste de producción y de los incentivos fiscales para promover su consumo, podrán reducir o encarecer el precio final de los carburantes. En general en Europa los costes de producción relativos de los biocarburantes son mucho mayores que los costes de producción de la gasolina o el diésel, por lo que los instrumentos de mandato y control para expandir su uso en mezclas pueden incrementar el coste final de la gasolina o el diésel. Dadas las restricciones a las importaciones de biocarburantes más competitivos y a una visión de la seguridad de suministro de fuentes de energía vinculada estrechamente a la

industria naciente de biocarburantes en Europa, las políticas están enfocadas en el uso de biocarburante de producción doméstica. Esto resulta en un encarecimiento de los costes energéticos en el transporte, porque el operador obligado a realizar las mezclas traslada el coste al consumidor final, lo que además afecta de forma indirecta la competitividad de los sectores que hacen un uso intensivo de derivados del petróleo como input energético para sus actividades económicas.

Por ejemplo, en algunos países como Italia o Francia, la regulación limita la competencia con operadores extranjeros, restringiendo el otorgamiento de los beneficios fiscales para el cumplimiento de las cuotas. En el caso de Italia se elimina directamente la posibilidad de vender las certificaciones a operadores internacionales y en el caso de Francia se limita el acceso de operadores extranjeros a las licitaciones públicas, en las cuales se adjudican los incentivos fiscales de cumplimiento (Eurober'ER, 2013).

Algunos países consideran que estos costes deben ser subsidiados. Para esto utilizan instrumentos económicos principalmente en la forma de incentivos fiscales, con el fin de aliviar la carga derivada de las obligaciones de mezcla en los mercados de combustibles. En consecuencia los modelos tienden a ser mixtos, configurados generalmente por unos incentivos fiscales condicionados al cumplimiento de una cuota de biocarburantes. Aunque gran parte de los Estados miembros han ido mutando sus modelos de promoción, desde el uso de instrumentos fiscales a instrumentos de mandato y control, en la actualidad los países que tienen predominantemente sistemas mixtos son Austria, Eslovaquia, Eslovenia, Francia, Bélgica; Bulgaria, R. Checa, Dinamarca y Finlandia.

Como sucede en el caso de sistemas donde predomina la obligación de mezcla o cuota de biocarburantes, los sistemas mixtos solo se aplican a las mezclas de proporciones bajas como el B5 o el E5, quedando fuera de los mandatos, las mezclas con altos porcentajes de biocarburantes o los combustibles puros. Algunos Estados Miembros han venido aplicando exenciones totales para los biocarburantes, como es el caso de Austria, Eslovaquia o España. En otros casos se han aplicado exenciones fiscales de manera temporal o con tendencia a la desaparición del incentivo, como en Eslovenia o el Reino Unido. En el caso de Francia a pesar de que oficialmente se trata de un sistema voluntario, los operadores deben de pagar un impuesto especial en caso de incumplimiento, lo que en la práctica equivale a una penalidad. Dicho impuesto es lo suficientemente alto como para incrementar notablemente el coste de cumplimiento y forzar a las empresas a mezclar los biocarburantes con combustibles fósiles.

Austria	
2004	Con una enmienda al Decreto para los combustibles " <i>Kraftstoffverordnung</i> " se establece que desde octubre del 2005 un porcentaje obligatorio de 2.5 % de biocarburantes u otras fuentes renovables debe ser introducido bajo una obligación de sustitución, sobre los contribuyentes que introduzcan al mercado federal, gasolina o diésel, porcentaje medido en su contenido energético de forma anual. La medida es tecnológicamente neutral (se aplica en paralelo una reducción de impuesto a los hidrocarburos). En 2007 El porcentaje de mezcla fue de 4,3 %, mientras que en 2008 fue de 5,75 %.
2009	Con la enmienda del Decreto para los combustibles del 2009 se establece un porcentaje de mezcla de 3,4 % de biocarburantes u otros combustibles renovables sobre el total de gasolina puesta en el mercado anualmente. El porcentaje será de 6,3 % de biocarburantes sobre el total de diésel puesto en el mercado. El 10 % de RES en el transporte esta implementado para el 2020. El objetivo total de biocarburantes desde 2017 se incrementa a 8,45 %, correspondiendo 6,5 % sobre la gasolina y 9,1 % sobre el diésel.
Bélgica	

2006	Cualquier compañía registrada de hidrocarburos que ofrezca gasolina o diésel para el consumo, debe también incluir una cantidad de biocarburantes para el consumo en su mezcla. La cantidad de biocombustible deberá ser al menos el 4 % del total del combustible ofrecido en el mercado para el consumo. Se aplican en paralelo reducciones del impuesto selectivo al diésel y al biodiesel condicionadas al cumplimiento de las cuotas. <i>(Loi des Finances du 10 juin 2006)</i>																																																																		
2009	En transporte en una competencia federal en Bélgica, por tanto no hay programas regionales de apoyo a los biocarburantes. El principal programa de apoyo a las energías renovables usadas en el transporte es una obligación de mezcla. Este programa obliga a las compañías que suministran E5, E10 o carburantes diésel a satisfacer un volumen definido de biocarburantes sostenibles del total de las ventas de biocarburantes dentro de un año calendario. El sistema apoya además a los biocarburantes con instrumentos fiscales. <i>(Loi des Finances du 10 juin 2006)</i> . Los volúmenes obligatorios de biocarburantes sostenibles se aplican en un 4 % para el E5, en un 9 % para el E10 y el un 6 % para el diésel. <i>(Wet houdende de minimale nominale volumes duurzame biobrandstoffen -Ley de mínimos volúmenes nominales de biocarburantes sostenibles)</i>																																																																		
2011	El decreto real de Noviembre del 2011, establece obligaciones de cumplimiento de criterios de sostenibilidad para los operadores. Se aplica una penalidad de incumplimiento de \$900 por cada 1000 litros de biocarburantes no mezclados con la cantidad anual de gasolina o diésel vendida en el año.																																																																		
Bulgaria																																																																			
2011	El principal sistema de promoción de renovables en el transporte son las cuotas obligatorias de biocarburantes. Estas cuotas se aplican a los suministradores de carburantes en el transporte, y se establecen en un calendario para motores diésel y a gasolina: <table border="1" data-bbox="320 786 1157 880"> <thead> <tr> <th></th> <th>1/2013</th> <th>9/2013</th> <th>3/2014</th> <th>9/2014</th> <th>3/2015</th> <th>9/2015</th> <th>3/2016</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>M.Diesel</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> <td>6 %</td> </tr> <tr> <td>M.Gasol.</td> <td>3 %</td> <td>4%</td> <td>5 %</td> <td>6 %</td> <td>7%</td> <td>8 %</td> <td>9 %</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>(Закон за енергията от възобновяеми източници, Ley de fuentes de energía del 2011)</i> El sistema se basa en una declaración jurada de cumplimiento del contenido mínimo de biocarburantes en mezcla y está apoyada por un sistema de penalidades pecuniarias y administrativas. Ley de fuentes renovables de energía de 2011. El sistema se apoya también en un mecanismo de incentivos fiscales a las mezclas (biodiesel y bioetanol). <i>(Закон за акцизите и данъчните складове, Ley del impuestos especiales y depósitos fiscales del 2006)</i></p>		1/2013	9/2013	3/2014	9/2014	3/2015	9/2015	3/2016	M.Diesel	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	M.Gasol.	3 %	4%	5 %	6 %	7%	8 %	9 %																																										
	1/2013	9/2013	3/2014	9/2014	3/2015	9/2015	3/2016																																																												
M.Diesel	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %																																																												
M.Gasol.	3 %	4%	5 %	6 %	7%	8 %	9 %																																																												
Eslovaquia																																																																			
2006	Mediante la Regulación de Gobierno N°246/2006 se establece un requerimiento obligatorio sobre los productores y vendedores de combustibles de incluir al menos un 3,4 % de biocarburantes u otros combustibles renovables en la gasolina y en el diésel puesto en el mercado.																																																																		
2011	Desde acuerdo con la Ley de energías renovables 309/2009, los distribuidores, suministradores trasportistas o vendedores de carburantes están obligados a demostrar que los carburantes que introducen al mercado tienen un mínimo contenido de biocarburantes. Se aplican penalidades por incumplimiento. Se aplica una exención de los impuestos especiales a las mezclas de hasta 7,05 % de ETBE en gasolina y 5 % de ésteres en diésel. La obligación de biocarburantes en el mercado de carburantes se determina por: <table border="1" data-bbox="320 1355 1329 1686"> <thead> <tr> <th></th> <th>2011</th> <th>2012</th> <th>2013</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> <th>2018</th> <th>2019</th> <th>2020</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>total</td> <td>3,8%</td> <td>3,9%</td> <td>4%</td> <td>4,5%</td> <td>3,8%</td> <td>5,5%</td> <td>5,8%</td> <td>7,2%</td> <td>7,5%</td> <td>5,8%</td> </tr> <tr> <td>Biodiesel en diesel</td> <td>5,2%</td> <td>5,3%</td> <td>5,4%</td> <td>6,8%</td> <td>7,5%</td> <td>7,6%</td> <td>7,8%</td> <td>9,7%</td> <td>10,1%</td> <td>11,5%</td> </tr> <tr> <td>Etanol en gasolina</td> <td>3,1%</td> <td>3,2%</td> <td>3,3%</td> <td>4,1%</td> <td>4,5%</td> <td>4,6%</td> <td>4,7%</td> <td>5,9%</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>ETBE en gasolina</td> <td>3 %</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>3%</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Del cual etanol</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td>1,41%</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>(Ley 309/2009)</i></p>		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	total	3,8%	3,9%	4%	4,5%	3,8%	5,5%	5,8%	7,2%	7,5%	5,8%	Biodiesel en diesel	5,2%	5,3%	5,4%	6,8%	7,5%	7,6%	7,8%	9,7%	10,1%	11,5%	Etanol en gasolina	3,1%	3,2%	3,3%	4,1%	4,5%	4,6%	4,7%	5,9%	-	-	ETBE en gasolina	3 %	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	-	-	Del cual etanol	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020																																																									
total	3,8%	3,9%	4%	4,5%	3,8%	5,5%	5,8%	7,2%	7,5%	5,8%																																																									
Biodiesel en diesel	5,2%	5,3%	5,4%	6,8%	7,5%	7,6%	7,8%	9,7%	10,1%	11,5%																																																									
Etanol en gasolina	3,1%	3,2%	3,3%	4,1%	4,5%	4,6%	4,7%	5,9%	-	-																																																									
ETBE en gasolina	3 %	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	-	-																																																									
Del cual etanol	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%																																																											
Eslovenia																																																																			
2007	El Decreto para la promoción de biocarburantes y otros combustibles renovables establece un porcentaje anual obligatorio de biocarburantes y otros biocombustibles derivados de biomasa, que deber poner a disposición de los consumidores finales los distribuidores de carburantes. La ley de Impuestos especiales, establece una exención proporcional a la cantidad de biocombustible agregado al volumen total de mezcla con un límite del 5 % tanto para el biodiesel como para el bioetanol u otros biocarburantes. Porcentaje que pueden incrementar los distribuidores con la obligación de etiquetar las nuevas mezclas. En el caso de servicios de carretera para biodiesel puro y bioetanol u otros biocarburantes en un porcentaje de hasta 10 %. Los distribuidores deben asegurar que el volumen total anual de biocarburantes que colocan en el mercado esloveno sea al menos el 80 % del volumen anual de biocarburantes en el periodo 2011 a 2015. Asimismo, el decreto determina el mínimo porcentaje de biocarburantes en el mercado esloveno para cada año. En 2013																																																																		

	al menos 6,5 %; en 2014 al menos 7 % y en 2015 al menos 7,5 %. Se establecen penalidades por incumplimiento.														
Francia															
2005	<p>En Francia el principal sistema de promoción de biocarburantes está basado en un sistema de cuotas mínimas, reforzado con incentivos fiscales, tanto para el incumplimiento como para el cumplimiento de las cuotas. El plan nacional de desarrollo de biocarburantes Francés ha sido establecido un objetivo de biocarburantes del 10 % de biocarburantes en la producción total de carburantes fósiles para 2015. (Loi N° 2005-781). El sistema de cuotas obligatorias de biocarburantes en Francia se establece para cada tipo de carburante. En el caso de que las compañías no respeten la cuota de biocarburantes, se les aplica una mayor tasa del impuesto a las actividades contaminantes. La tasa del impuesto puede ser reducida en proporción al contenido de biocarburantes.</p> <p>Por medio de la Ley N° 2005-781 que establece las directrices de política energética en Francia, se instituyen los objetivos de biocarburantes, en :</p> <table border="1" data-bbox="320 607 1142 669"> <thead> <tr> <th></th> <th>2005</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Objetivos</td> <td>1,2 %</td> <td>1,75 %</td> <td>3,50 %</td> <td>5,75 %</td> <td>6,25 %</td> <td>7,00 %</td> </tr> </tbody> </table> <p>La cuota de carburantes renovables es definida para cada tipo de biocarburante. Para la gasolina sin plomo (SP95 y SP98), 5 % de etanol en volumen (<i>Annex I, Arrêté du 23 décembre 1999 gasoline</i>). Para SP95, 10 % (<i>Annex I, Arrêté du 26 janvier 2009</i>). Para el petróleo diésel, 7 % de Biodiesel (<i>Annex I, Arrêté du 23 décembre 1999 diesel</i>). Para el Super-etanol E85, entre 65 % y 85 % de etanol (desde 2006). Para el Petróleo diésel B30, 30 % de biodiesel para las flotas cautivas. (<i>Annex II, Arrêté du 28 décembre 2006</i>). El sistema francés permite además que se comercialice en el mercado carburante B30 (con contenido del 30 % de biodiesel) para flotas cautivas. El gobierno puede ajustar las cuotas por ley con el fin de alcanzar los objetivos de del NREAP francés. (<i>Annex I, Arrêté du 30 décembre 2006</i>)</p>		2005	2006	2007	2008	2009	2010	Objetivos	1,2 %	1,75 %	3,50 %	5,75 %	6,25 %	7,00 %
	2005	2006	2007	2008	2009	2010									
Objetivos	1,2 %	1,75 %	3,50 %	5,75 %	6,25 %	7,00 %									
Finlandia															
2008	<p>En Finlandia en principal sistema de promoción se basa en cuotas mínimas de energías renovables en el transporte, acompañado de un sistema de incentivos fiscales a las mezclas de biocarburantes. Desde 2008 los distribuidores minoristas de biocarburantes para el transporte se encuentran obligados a suministrar anualmente un porcentaje mínimo de biocarburantes para el consumo. El porcentaje de mezcla será sobre el volumen total de combustible puesto en el mercado cada año. Ha sido 2 % en 2008, 4 % en 2009, y ha sido incrementado hasta 6 % para el período 2011-2014. Posteriormente se ha determinado un porcentaje de 8 % para 2015, de 10 % para el 2016, para 2017 un 12 %, 15 % para 2018, 18 % para 2019 y 20 % desde 2020 en adelante. Se aplican penalidades. Los biocarburantes de segunda generación cuentan doble. (Ley No.446/2007. De promoción de biocarburantes en el transporte; <i>Laki biopolttoaineiden käytön edistämisestä liikenteessä</i>)</p>														
2013	<p>Los biocarburantes deben cumplir con los requerimientos de sostenibilidad establecidos en la ley de biocarburantes y biolíquidos 393/2013, (<i>Laki biopolttoaineista ja bionesteistä</i>)</p>														
República Checa															
2007	<p>Con la Ley 311 del 2007, se lanza un sistema obligatorio de mezclas de biocarburantes con combustibles fósiles usados en el transporte rodado. El sistema se aplicaría desde 2008. No se conoce si el programa estaba vinculado a un sistema de penalidades por incumplimiento. (2007)</p>														
2010	<p>A través de la regulación de la ley de 311/2007 y la enmienda la Ley del Aire Limpio, se establece un contenido promedio de 4,1 % de bioetanol o biocombustible equivalente (ETBE) sobre la gasolina. Desde el 1 de junio del 2010, el combustible diésel deberá tener un 6 % de biocombustible (FAME, ROME). (Ley de calidad y registro de los carburantes 133/2010)</p>														
2012	<p>Actualmente el principal sistema de promoción de biocarburantes se basa en cuotas obligatorias aplicadas a los operadores del mercado de carburantes, con el fin de asegurar un porcentaje mínimo de uso de biocarburantes. El porcentaje actual es de 4.1 % por volumen en el caso de la gasolina y de 6 % en el caso del diésel. Los operadores que incumplen las cuotas mínimas están obligados a pagar una penalidad económica por el biocarburante no suministrado (Ley del Aire Limpio 201/2012)</p>														

Fuentes: Elaboración propia a partir de Reportes de Progreso de Biocarburantes de Estados Miembros de la UE, bajo la Directiva 2003/30/EC, Euroserv'ER (2011), NREAPS (2010), Comisión Europea (reporte de progreso de los biocarburantes) y EEA (2013).

Como hemos observado en este punto, existe una amplia libertad en la elección de los instrumentos de promoción de energías renovables para el transporte, el sistemas de cuotas es en la actualidad el

mecanismo de penetración más utilizado, presentando importantes matices en la configuración final del sistema de mandato y control en relación a la aplicación de otros instrumentos y el funcionamiento del mecanismo de cumplimiento. Existen una serie de países que han pasado por una primera fase en la que el sistema de promoción se basaba en instrumentos económicos, principalmente a través de incentivos fiscales y/o subsidios directos, pero que posteriormente han adoptado modelos basados fundamentalmente en obligaciones de consumo globales y específicas, tanto para la gasolina como para el diésel puesto en el mercado.⁷⁵²

Algunos países han vinculado este sistema de cuotas a mecanismos de cumplimiento flexible basados generalmente en la transferencia de certificados. Otros países, aun cuando presentan mandatos de mezcla, mantienen todavía instrumentos económicos de apoyo vinculados al cumplimiento total o parcial de los mandatos, o han establecido medidas paralelas al cumplimiento de la obligación establecida en la regulación, basados generalmente en la aplicación de instrumentos económicos. El grado de cumplimiento de las obligaciones para mezclas en porcentajes bajos de biocarburantes difiere naturalmente de las opciones adoptadas para su promoción, así como en el propio cambio del sistema observado en la incorporación de los criterios de sostenibilidad para el uso de biocarburantes establecido en la RED (2009). En general, en los modelos que se basan en obligaciones de cuotas de producción de biocarburantes o mandatos de mezclas con derivados del petróleo en el mercado de combustibles para el transporte rodado, no se aplican a altos porcentajes de mezcla como B30, B100, E85 etc. Estos instrumentos de mando y control, salvo excepciones puntuales, buscan incorporar gradualmente los biocarburantes en proporciones relativamente bajas, que están en general por debajo del 10 %, en este sentido el mercado de biocarburantes se asemeja más a un mercado de aditivos que a uno de carburantes alternativos. El incremento del porcentaje de mezclas ha presentado muchos obstáculos donde se ha intentado promocionar, inclusive en grandes mercados como el alemán.

En el caso de los más grandes consumidores de etanol de la UE se observa que el modelo alemán, desvinculado de cuotas de promoción de la demanda, coincide con el primer lugar en el consumo total de la UE, siendo el segundo más grande productor; mientras que el modelo mixto de cuotas francés representa el segundo lugar del consumo, siendo el más grande productor de etanol. Asimismo, al modelo de cuotas flexible Inglés le corresponde el tercer lugar en el consumo (cuya producción propia no cubre la mitad de su consumo), seguido del nuevo modelo de cuotas flexible español que ocupa el cuarto lugar y que además es el tercer más grande productor de etanol en la Unión Europea. En quinto lugar se encuentra el modelo sueco que actualmente no se basa en un sistema de cuotas, sino en un sistema de incentivos fiscales, estando por delante de otros países con sistemas de cuotas más rígidos y que presenta un nivel de consumo que dobla su nivel de producción. Estos datos indican un incremento del comercio etanol carburante entre los Estados miembros, y dadas las restricciones a la producción doméstica, existe una brecha susceptible de ser cubierta con etanol de caña producido en el extranjero (Brasil), como ha venido sucediendo en el

⁷⁵² El análisis de los cambios regulatorios del sistema de promoción en los Estados miembros de la UE, nos ha permitido observar los cambios en la evolución de los instrumentos usados para el fomento de carburantes renovables en el transporte. Información que hemos obtenido de los reportes de progreso bajo la directiva 2003/30/EC, así como de los NREAPs que han presentado los Estados miembros, de acuerdo con los requerimientos de la Directiva 2009/28/ EC, obtenidos de diversas instituciones oficiales y privadas, especialmente de la Comisión Europea, EBB, y Euroserv'ER y de la EEA (*European Environmental Agency*).

caso de Suecia, que ha solicitado más de una vez exoneraciones a las restricciones a las importaciones extracomunitarias de etanol.⁷⁵³

En el caso del mercado del biodiesel, los más grandes consumidores, Alemania y Francia también son los más grandes productores y ambos cubren la mayor parte de su demanda con producción propia, estableciendo sistemas de cuotas específicas para el diésel carburante. Mientras que Italia y España, con niveles de producción similares, y sistemas flexibles con cuotas específicas para la gasolina y el diésel, presentan niveles de consumo que triplican su producción, déficit que es cubierto con importaciones comunitarias y extra-comunitarias, como las importaciones de biodiesel obtenido de soja producido en Argentina.

⁷⁵³ Análisis hecho en virtud de los datos del mercado de biocarburantes analizados en el capítulo I.

IV.2.2. Instrumentos económicos en la forma de incentivos Fiscales para la promoción de los biocarburantes en la UE

Los incentivos fiscales como instrumento comunitario de promoción de energías renovables en el transporte han tenido un desarrollo limitado. Esto en gran parte por la fragmentación de la política energética y especialmente la divergencia de intereses políticos por parte de los Estados miembros, en el caso de la fiscalidad en materia de productos energéticos. Esto ha podido ser un impedimento para el desarrollo temprano del mercado de biocarburantes en la UE. Sin embargo, el proceso de convergencia ha permitido cierto desarrollo en materia de fiscalidad energética y biocarburantes a nivel comunitario, aunque el grueso de estas medidas se hayan producido a nivel de los Estados miembros.

En sentido estricto los instrumentos económicos utilizados por los Estados miembros en forma de incentivos fiscales para fomentar las energías renovables y los biocarburantes son una forma de ayudas estatales que de acuerdo a la regulación comunitaria son excepcionales, pero se permiten en tanto formen parte de los objetivos comunes en materia de política medioambiental y de política energética de la Unión Europea. Además estos instrumentos deben ser compatibles con las reglas para el mercado común, reduciendo al mínimo posible las distorsiones al mercado y se deben aplicar de forma no discriminatoria. A pesar de su clara conexión con el régimen de ayudas estatales, hemos considerado pertinente analizar estos instrumentos en el marco de la fiscalidad energética europea, principalmente por la importancia de este mecanismo fiscal para entender la regulación del uso de la energía en el transporte a nivel de la UE. En este punto analizaremos cómo han funcionado estos instrumentos económicos como mecanismos de expansión del mercado de biocarburantes en la UE.

En relación con el marco general aplicable a los productos energéticos, la UE ha tratado de armonizar su sistema fiscal para evitar distorsiones en el mercado común. De acuerdo con el artículo 110 del Tratado de Lisboa, ningún Estado miembro aplicará directa o indirectamente impuestos internos de ninguna naturaleza a los productos de otros Estados miembros, cuando estos excedan aquellos impuestos aplicados directa o indirectamente a los productos domésticos similares. Además, ningún Estado miembro aplicará a los productos de otros Estados miembros medidas fiscales que por su naturaleza permitan indirectamente la protección de otros productos. Este artículo complementa las reglas del tratado establecidas para la libertad de movimiento de bienes entre los Estados Miembros, buscando que esta se realice en condiciones de libre competencia, al prohibir todas las formas de protección que pueden derivar de la aplicación de impuestos internos que discriminen directa o indirectamente los productos de otros Estados miembros.

La Corte Europea de Justicia ha realizado una interpretación estricta acerca de la discriminación originada por la fiscalidad interna y ha establecido que para que un sistema impositivo sea considerado compatible con el artículo 110 (antiguo 90 TCE) deberá estar dispuesto de tal manera que excluya cualquier posibilidad de que los productos importados reciban un trato fiscal más gravoso que los productos domésticos similares, con el fin de que bajo ninguna forma estas medidas fiscales generen un efecto discriminatorio para el comercio entre los Estados miembros de la UE.⁷⁵⁴ No tiene sentido que la liberalización del mercado único prevea por un lado la eliminación de los

⁷⁵⁴ *"It is settled law that a system of taxation may be considered compatible with Article 90 EC only if it is so arranged as to exclude any possibility of imported products being taxed more heavily than similar domestic products, so that it cannot in any event have discriminatory effect"* Ver: (Brzezinski vs. Dyrector , 2007).

derechos arancelarios y las cargas de efecto equivalente entre los Estados miembros como lo requieren los artículos 28 y 30 del Tratado, y por otro se permita que los Estados miembros impongan a los productos que han cruzado sus fronteras un régimen impositivo discriminatorio. (*Brzezinski vs. Dyrector* , 2007).

Estas restricciones legales en principio emergen tras una situación de hecho, donde cada Estado miembro tenía un sistema y una presión fiscal distinta sobre los hidrocarburos, afectando el desenvolvimiento del mercado común. Asimismo, aunque los beneficios de estos instrumentos para internalizar el coste medioambiental del uso de carburantes fósiles en el transporte eran evidentes, el establecimiento de incentivos fiscales para favorecer el uso de biocarburos producidos domésticamente, dependiendo del trato nacional que se establezca en el sistema de promoción de cada Estado miembro, podrían afectar la competencia entre los operadores de los mercados de energía.

A nivel comunitario se han venido gravando los hidrocarburos con impuestos especiales e impuestos al valor agregado, aunque más recientemente el ámbito de la fiscalidad energética se ha ampliado para los demás productos energéticos. Teniendo en cuenta el marco general aplicable al trato fiscal para el mercado único de la UE, los Estados miembros suelen gravar básicamente los productos energéticos de tres maneras: mediante impuestos especiales o derechos específicos proporcionales al volumen del producto energético, mediante impuestos al valor agregado proporcionales al precio de venta de los productos energéticos, y también por medio de tasas específicas (COM , 2001e).

Las medidas fiscales para la promoción de los biocarburos forman parte del marco general de la UE que grava los productos energéticos. El uso de instrumentos fiscales en el sector de la energía es uno de los ámbitos jurídicos más complejos dentro del derecho comunitario. Exacciones parafiscales, aranceles, impuestos al consumo, tarifas a la importación y otras formas indirectas de imposición fiscal, son consideradas en muchos casos un obstáculo en el desarrollo del mercado común de la energía, al establecer barreras a la libertad y movilidad en el mercado de productos energéticos. Las diferencias en los regímenes indirectos también han provocado serias distorsiones a la competencia, afectando directamente los costes de producción en los sectores de alta intensidad energética así como la distorsión de los precios para el consumidor final de productos energéticos. Por esta razón, la UE ha intentado por muchos años llevar a cabo una reforma de la fiscalidad de la energía con el propósito de reducir las grandes diferencias entre los regímenes que gravan los productos energéticos en los Estados miembros, dado que la armonización de la fiscalidad energética en la UE es un paso fundamental para la consolidación del mercado único (COM , 2001e).

Asimismo, la fiscalidad de los productos energéticos en los Estados miembros ha venido siendo utilizada para ajustar los ingresos presupuestarios a nivel nacional, así como para alcanzar objetivos medioambientales. En el primer caso los impuestos energéticos han representado el 77 % del total de impuestos ambientales en los Estados miembros en 2005, siendo su naturaleza bastante compleja. Desde impuestos al consumo de petróleo y sus derivados, derechos sobre la electricidad, e impuestos al gas y al carbón, siempre acompañados de exenciones basadas en razones de competitividad en el mercado internacional. En el segundo caso hay un amplio reconocimiento de que la fiscalidad de los productos energéticos pueden ser instrumentos eficientes para abordar los problemas medioambientales, ofreciendo los incentivos necesarios para disociar el crecimiento económico del consumo energético y así incrementar la eficiencia energética e impulsar el cambio

de paradigma desde el uso de fuentes convencionales y más contaminantes, hacia el aprovechamiento de fuentes renovables de energía que coadyuvan a cumplir con los objetivos de reducción de emisiones del protocolo de Kioto (COM, 2011a).

Los objetivos vinculantes en el ámbito del medioambiente y la energía programados a nivel Comunitario para el 2020 definen los cambios de dirección hacia el crecimiento sostenible, una economía más competitiva, más eficiente en el uso de los recursos energéticos, y más respetuosa del medioambiente. Para alcanzar estos objetivos, la comisión cree que es necesario un ajuste de la imposición energética que lleve hacia una fiscalidad más coherente con los compromisos que integran el cambio climático y el sector de la energía, dado que el consumo de energía genera la mayor cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero. Cuando se utilizan los instrumentos adecuados, la fiscalidad energética puede contribuir a reducir las emisiones y a elevar el ahorro de energía. En el caso específico de los biocarburantes la Comisión en su Libro Verde: “Hacia una Estrategia Europea para la Seguridad de Suministro” ha enfatizado además el importante rol que juegan los instrumentos fiscales para reducir el diferencial de precios entre los biocarburantes y los combustibles fósiles (COM, 2000).

IV.2.2.1. Antecedentes

Las medidas fiscales para los productos energéticos en la UE ha venido siendo materia de debate por más de tres décadas. Ya en 1992 se iniciaron una serie de negociaciones para la introducción de un impuesto común a las emisiones de dióxido de carbono de los productos energéticos como instrumento para la lucha contra el cambio climático. La Directiva recomendaba la exención fiscal para los biocarburantes líquidos de los impuestos aplicados a los combustibles fósiles, señalando que sin estos incentivos el precio de aquellos podría llegar a ser dos o tres veces el precio de estos últimos (COM, 1992). Sin embargo la propuesta no dio lugar a una medida concreta dado que las negociaciones nunca resultaron en un acuerdo substancial, principalmente a causa de la percepción de la incidencia económica del impuesto en la competitividad de la economía europea (KloK, 2002).

Considerando las dificultades y los costes que plantean la alta dependencia en las importaciones de hidrocarburos en la UE, el importante nivel de recaudación fiscal que representa para las economías de los Estados miembros, el potencial conflicto social y la pérdida de competitividad de las empresas; era difícil pronosticar a principios de los 1990s un impuesto armonizado sobre los hidrocarburos (KloK, 2002). En 1992 la Directiva 92/12/CEE establece el “Régimen Fiscal de los Impuestos Especiales de Fabricación”, donde entre otros productos, se grava con carácter general a los hidrocarburos que se empleen como carburantes de motor o combustibles de calefacción, así como cualquier otro producto que se emplee con alguna de estas finalidades, con el fin de garantizar la creación y el buen funcionamiento del mercado interior. Seguidamente se promulgaron la Directiva para la armonización de las estructuras en los impuestos selectivos a los hidrocarburos (92/81/CEE) y la Directiva para la aproximación de las tasas impositivas aplicadas a los hidrocarburos (92/82/CEE), así como sus posteriores modificatorias.

La fiscalidad de otros productos energéticos como el carbón y la electricidad fueron reguladas a nivel estatal, mientras que la presión fiscal para los carburantes era muy variable entre los Estados miembros. Como resultado, desde los 1990s se reprodujeron una serie de sistemas impositivos para los productos energéticos, cuyos instrumentos fiscales muchas veces entraban en conflicto con las

regulaciones establecidas para el mercado interno de la Comunidad, y en general ponían en riesgo la competitividad nacional de los Estados miembros. En el caso de los hidrocarburos, en muchos Estados miembros los impuestos selectivos aplicados eran mucho más altos que los mínimos adoptados a nivel comunitario, pero sobre todo presentaban grandes diferencias de un Estado miembro a otro. Asimismo, estas Directivas permitían a los Estados miembros una serie de exenciones y reducciones fiscales, justificadas en mantener la competitividad de ciertos sectores, principalmente ante el incremento de los impuestos de carácter ambiental, así como para promover la introducción en el mercado de combustibles alternativos menos contaminantes (COM , 2001e).

En el marco de estas directivas, los Estados miembros tenían dos posibilidades para establecer medidas que favorezcan el desarrollo de los biocarburantes a través de la introducción de los incentivos fiscales. La primera en el artículo 8-2 (d), establecía la posibilidad de que los Estados miembros apliquen reducciones totales o parciales del tipo impositivo aplicable a los hidrocarburos utilizados bajo control fiscal en el marco de proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes, y en particular aquellos productos energéticos provenientes de fuentes renovables. Las desgravaciones estaban condicionadas al uso de ciertas materias primas como semillas de girasol, patatas, cereales, remolacha azucarera, semillas de colza, entre otras; y además estaban condicionadas a que debieran ser cultivadas fuera de las áreas previstas para los cultivos alimentarios. Por ejemplo, Austria aplicaba un 95 % de reducción del impuesto general a los combustibles cuando se usaba el B100 (100 %de biodiesel) en los motores diésel y una exención total del impuesto en el caso del biodiesel utilizado por los agricultores cuando el biocombustible derivaba de la producción propia.⁷⁵⁵

La segunda posibilidad se establecía en el artículo 8(4). Este artículo permitía al Consejo Europeo por unanimidad y a propuesta de la Comisión Europea autorizar a los Estados miembros otras exenciones o reducciones por motivos de políticas específicas, previa información por parte del Estado miembro de la naturaleza de la medida. Por ejemplo, el Reino Unido solicitó que se le permitiera aplicar impuestos diferenciados a los combustibles para el transporte rodado que contengan biodiesel, así como para el uso puro de este biocarburante con fines medioambientales en este sector del transporte rodado.⁷⁵⁶

Hasta el año 2004 el biodiesel fue exento del pago del impuesto a los hidrocarburos, dado que la norma solamente gravaba aquellos combustibles que tenían un origen mineral como el diésel y la gasolina. Sin embargo esta norma no contemplaba las mezclas de biocarburantes con combustibles fósiles, por lo que las mezclas que contenían biodiesel no podían beneficiarse del incentivo fiscal. Por ejemplo, los biocarburantes en Alemania estaban exonerados de los impuestos ambientales aplicados para la reducción de gases de efecto invernadero desde 1999 pero no las mezclas. Francia e Italia establecieron exenciones fiscales aplicadas a unas determinadas cuotas de producción de biocarburantes, que buscaban controlar los subsidios incentivando el nivel de producción deseado. En 1997 El gobierno francés determinó unas cuotas de 350.000 toneladas de biodiesel y en 1998 de

⁷⁵⁵ Ver: Consejo de las Comunidades Europeas (1992), Directiva 92/81/CEE: relativa a la armonización de las estructuras del impuesto especial sobre los hidrocarburos.

⁷⁵⁶ Ver: Decisión del Consejo (2002), decisión 2002/550/CE, por la que se autoriza al reino Unido aplicar tasas diferenciadas al impuesto selectivo a los combustibles que contienen biodiesel de acuerdo con el Art. 8(4) de la Directiva 92/81/CEE

270.000 toneladas de ETBE. Por su parte el gobierno italiano estableció en 1997 exenciones totales para una cuota de producción de 125.000 toneladas de biodiesel (Eurobserv'ER, 2011).

Otros estados miembros Suecia, Polonia y Eslovaquia establecieron también exenciones fiscales. España estableció tanto unas tasas reducidas del impuesto selectivo a los combustibles, como subsidios que cubrían el 30% del coste elegible para proyectos relacionados con la producción de biocarburantes a base de residuos forestales, agrícolas e industriales. Sin embargo, las solicitudes de tasas diferenciadas no solamente han venido siendo solicitadas y aplicadas a combustibles alternativos como en el caso del Biodiesel, sino también para el diésel convencional como ha venido sucediendo en el caso de las medidas fiscales aplicadas en Francia e Italia (Eurobserv'ER, 2011).

La Directiva 92/81/CEE había sido un gran paso en la armonización de la fiscalidad de los hidrocarburos, sin embargo la carga fiscal sobre estos era insuficiente para hacer a los biocarburantes competitivos en el mercado de combustibles para el transporte rodado. Además, a pesar de las excepciones previstas en la norma para aplicar reducciones impositivas o exenciones a los biocarburantes, dichas medidas junto a las demás normas que regulaban tanto al mercado del diésel como el de la gasolina no proveían de la seguridad jurídica necesaria para impulsar las inversiones necesarias para el desarrollo de la industria de biocarburantes en la UE. A pesar de esto, para fines de los 1990s la producción comercial de biodiesel había superado la escala de proyectos pilotos en muchos países de la UE. En razón de este desarrollo algunos países impulsaron los cambios que la Comunidad debía adoptar con el fin de favorecer la expansión de la Industria (Van Thujil & Beurskens, 2003).

En 2001, la Comisión Europea, abordando nuevamente en el problema de la dependencia energética en las importaciones de hidrocarburos, consideró sustancial la reforma del marco fiscal para la energía, con el propósito de adoptar los incentivos fiscales necesarios para favorecer la sustitución de fuentes energéticas de origen fósil por fuentes renovables y autóctonas (COM, 2001a).

Un Régimen fiscal especial para los Biocarburantes: La propuesta de la Comisión de una Directiva para la Fiscalidad Energética

Conjuntamente con la propuesta para una Directiva de promoción del uso y la producción de los biocarburantes para el transporte, la Comisión Europea elaboró una propuesta de enmienda de la Directiva 92/81/EEC que regulara en favor de la expansión del uso de los biocarburantes y otras energías renovables, el régimen fiscal de los combustibles para el transporte rodado en la UE. En esta propuesta, la Comisión consideraba necesario enmendar la legislación aplicable con el objeto de reducir los impuestos especiales a los biocarburantes y a las mezclas combustibles de origen fósil que contengan biocarburantes, con el fin de incrementar su competitividad frente a los combustibles convencionales (COM, 2001b). Asimismo la Comisión propuso usar instrumentos financieros con el fin de desarrollar la tecnología necesaria para impulsar las energías renovables. Propuesta que no fue recogida por la nueva Directiva para la fiscalidad energética del 2003, quedando regulada como había venido estando, bajo el Marco de Normas Comunitarias para la Ayudas del Estado en Investigación y Desarrollo.

La Comisión Europea consideraba que los precios de los productos energéticos son factores claves de las políticas comunitarias de energía, transporte y protección ambiental y que a pesar de que la fiscalidad de los biocarburantes ha venido siendo regulada por la Directiva 92/81/CEE, una apropiada

diferenciación entre las tasas de los impuestos selectivos podría contribuir con el desarrollo de la industria de los biocarburantes, al reducir el alto costo relativo de producción entre estos y el de los combustibles de origen fósil. En este sentido un marco comunitario que induzca la reducción de los impuestos selectivos como medida de promoción de los biocarburantes permitiría un mejor desempeño del mercado interno de la UE, a la vez que ofrecería a los operadores económicos y a los Estados miembros un grado suficiente de seguridad jurídica para su desarrollo industrial (COM, 2002c).

La propuesta pretendía añadir entre los productos energéticos que conformaban la base imponible, aquellos pertenecientes a los códigos 1507 a 1518, como los aceites vegetales y animales, y los alcoholes metílicos (metanol) de código 2905 11 00 que no tengan origen sintético, cuando estos productos tengan como finalidad su uso como combustible para la calefacción o como carburante para motores de automoción. Seguidamente establecía para el período de Enero del 2002 al 31 de diciembre del 2010, una tasa reducida para los impuestos selectivos aplicados a los productos mencionados en el artículo dos, cuando tales productos estuvieran hechos o contengan biocarburantes derivados de aceites vegetales o animales, o que contengan combustibles derivados de madera, alcohol etílico (etanol) y otros líquidos espirituosos desnaturalizados y de cualquier grado, o metanol de origen no sintético, así como productos derivados de la biomasa. Esta última era definida como la fracción biodegradable de los productos, residuos y desperdicios de la agricultura, de la industria forestal y maderera, así como de los desperdicios municipales (COM, 2002c).

La aplicación de la tasa reducida no debería ser mayor que la cantidad del impuesto a pagar relativo al volumen de los biocarburantes contenidos en los productos elegibles para la reducción. Al mismo tiempo se indicaba que los niveles impositivos aplicados por los Estados miembros en estos productos podían ser menores que las tasas especificadas en la directiva 92/82/EEC. La Comisión Europea también preveía reducciones adicionales para el transporte público, taxis y para vehículos de uso oficial por autoridades públicas que usaran biocarburantes. A la vez, se consideraba que para evitar las distorsiones a la competencia, así como una sobrecompensación de los costes, los incentivos debían mantenerse a través de mecanismos de reducción fiscal que reflejen los cambios en la cotización de los precios de las materias primas. Para esto, los ajustes debían ser ejecutados durante los doce meses previos de acuerdo con la variación en el precio del petróleo, calculando la variación del precio mediante el promedio mensual actualizado con los precios de referencia del barril Brent (COM, 2002c).

A pesar de que los biocarburantes como alternativa al uso de combustibles fósiles era bastante atractiva en el ámbito político de la UE, la propuesta de un régimen fiscal reducido para elevar su competitividad en el mercado de combustibles para el transporte rodado no dio lugar una la Directiva que regule los incentivos fiscales a nivel de la Unión Europea. El régimen fiscal aplicable a los biocarburantes continuaba siendo el de la Directiva 92/81/CEE, especialmente el del artículo 8(4) al que recurrían los Estados miembros para aplicar la reducciones fiscales a los biocarburantes. Este régimen como hemos observado líneas arriba, mantenía la desventaja competitiva frente a los combustibles fósiles, como la gasolina o el diésel, que debido a la baja elasticidad-precio de la demanda dominaban el mercado europeo, aún con las tendencias alcistas en los precios internacionales de crudo iniciadas a principios de la década del 2000.

IV.2.2.2. La Directiva para la Imposición energética 2003/96/CEE

A pesar de que las medidas fiscales como las eco-tasas se habían incrementado notablemente como instrumentos usados por los Estado miembros de forma individual para la promoción de biocarburantes y para internalizar los costes medioambientales derivados del uso de diésel y gasolina, a nivel comunitario todavía no se había llegado a superar la valla de la unanimidad establecida en el Tratado para establecer impuestos medioambientales a nivel Comunitario, aunque como hemos visto, hayan habido intentos de la Comisión para la adopción de una Directiva que estableciera un régimen fiscal sobre las emisiones de dióxido de carbono y la energía en el marco de la estrategia para la protección del clima y el medioambiente. Ante la reticencia por parte de algunos Estados miembros a internalizar los costes de la contaminación derivada del consumo de combustibles fósiles a nivel de la Unión, la Comisión adoptó un enfoque diferente fundamentado en la armonización del mercado interno, prevista en los tratados y con efecto vinculante para los Estados miembros. La Comisión consideraba que la multiplicidad impositiva en el sector de la energía dentro de la UE, constituía un obstáculo hacia el desarrollo del mercado común, a la vez que un impedimento para cumplir los objetivos de lucha contra el cambio climático (Dorinogi & Gulli, 2002).

Luego de casi 7 años de negociaciones para establecer un marco legal común relativo a la fiscalidad energética en Europa nació la Directiva para la reestructuración del régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Esta nueva directiva buscaba reducir las distorsiones de la competencia en el marco del mercado único, tanto por las diferencias impositivas entre los propios productos energéticos, como las diferencias de las tasas fiscales aplicadas en cada Estado miembro. Asimismo, esta Directiva buscaba incrementar la eficiencia energética, a la vez que permitía establecer a los Estados miembros incentivos fiscales para las empresas que reduzcan las emisiones contaminantes. Esto favorecería el uso de instrumentos económicos para fomentar el mercado de biocarburantes.

La Directiva 2003/96/CEE señala de manera específica que los productos energéticos y la electricidad deberán ser sometidos a impuestos por los Estados miembros, cuando se destinen al consumo como carburantes de automoción o como combustibles para la calefacción. La Directiva prevé un incremento nominal de la fiscalidad de los hidrocarburos, en el marco de un nuevo régimen fiscal que afectaría a todos los productos energéticos, gravando con unas tasas mínimas la electricidad, el gas y el carbón inclusive. Además de cubrir todos los productos energéticos, la nueva Directiva tenía una estructura muy flexible con el fin de que los Estados miembros diseñen políticas fiscales nacionales acordes con sus propias necesidades. En el artículo 4, se estableció que los niveles de imposición que los Estados miembros apliquen a los productos energéticos y a la electricidad no podrán ser inferiores a los niveles mínimos de imposición de la Directiva; entendiéndose por nivel de imposición la carga total que representa la acumulación de todos los impuestos indirectos (excepto el IVA), calculados directa o indirectamente sobre la cantidad de productos energéticos o de electricidad en el momento de su consumo.⁷⁵⁷

En principio se señala entre los productos que conforman la base imponible, aquellos presentes en los códigos NC 1507 al 1518 donde se encuentra el biodiesel (Ester metílico producido a partir de

⁷⁵⁷ Ver: Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.

aceite vegetal o animal de calidad similar a gasóleo y que puede ser usado como carburante). Además se señala que serán gravados los productos energéticos para los cuales la Directiva no prevé ningún nivel de imposición específica, con las mismas tasas impositivas que se apliquen a los productos energéticos que son puestos a la venta o utilizados como carburantes o combustibles de calefacción, cuando aquellos estén destinados a cumplir los mismos fines. Esto último incluye dentro de la base imponible a los alcoholes combustibles utilizados como carburantes; por ejemplo el etanol carburante (o bioetanol) que al ser usado como carburante estaría dentro del ámbito objetivo del impuesto, aun no siendo un hidrocarburo.⁷⁵⁸

La Directiva 2003/96/CEE permite a los Estados Miembros aplicar un gran número de tipos diferenciados, exenciones y reducciones dependiendo de la calidad del producto, del uso o de las actividades económicas de los agentes entre otras causas. Por ejemplo, en el artículo 5 de la Directiva se establece que los Estados miembros pueden aplicar tipos impositivos diferenciados en razón de la calidad de los productos energéticos, a condición de que cumplan con los niveles mínimos de imposición comunitarios. Esta provisión puede ser utilizada con objetivos ambientales, sin embargo también pueden ser utilizadas para los carburantes que se usen en el transporte público local de viajeros (que incluyen taxis), la recogida de residuos, las fuerzas armadas y la administración pública, así como en el caso del transporte de personas minusválidas y de las ambulancias.⁷⁵⁹

Tabla IV– 6: Reducciones fiscales aplicables a los hidrocarburos en el sector del transporte rodado en los Estados miembros.

País	Reducciones fiscales al Diésel	Reducciones fiscales a la Gasolina	Reducciones fiscales en el transporte público	Reducciones a otros hidrocarburos en el transporte
Alemania	Δ		Δ	
Austria			Δ	Δ
Bélgica		Δ	Δ	Δ
Dinamarca	Δ	Δ	Δ	
España		Δ	Δ	Δ
Finlandia		Δ		Δ
Francia		Δ	Δ	
Grecia		Δ	Δ	
Irlanda	Δ	Δ	Δ	Δ
Italia			Δ	Δ
Luxemburgo			Δ	Δ
Países Bajos	Δ	Δ	Δ	Δ
Portugal		Δ	Δ	Δ
Reino Unido	Δ	Δ	Δ	Δ
Suecia	Δ	Δ		

Fuente: Directiva 2003/96/CE, Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad

Como podemos observar en la Tabla IV-6, la Directiva permite los Estados miembros aplicar exenciones o reducciones en el nivel de imposición prescrito en la misma norma, al diferenciar entre el uso profesional (transporte de mercancías o de pasajeros) y no profesional del gasóleo utilizado como carburante de automoción siempre que se respeten los niveles comunitarios mínimos.

⁷⁵⁸ Ver: Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.

⁷⁵⁹ Ver: Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.

Asimismo se establecen unos tipos reducidos para finalidades industriales y profesionales entre las que se encuentran entre otras, las labores agrícolas, plantas y maquinaria para la construcción civil y de obras públicas, y para vehículos utilizados fuera de la vía pública. Para la Comisión Europea estos tipos diferenciados aplicados a gasóleo no comercial reducen los incentivos por parte de los sectores industriales y profesionales a incrementar las mejoras medioambientales y en consecuencia, del uso de biocarburantes.⁷⁶⁰

Tabla IV– 7: Niveles mínimos impositivos para los carburantes y biocarburantes en la regulación vigente.

Combustible de automoción	Nivel Impositivo 2004	Nivel impositivo 2010	Nivel mínimo para usos profesionales	Biocarburantes equivalentes
Gasolina con Plomo	421 €/1000 l	421 €/1000 l		
Gasolina sin Plomo	359 €/1000 l	359 €/1000 l		Alcoholes combustibles, (bioetanol, ETBE etc.)
Gasóleo	302 €/1000 l	330 €/1000 l	21 €/1000 l	Biodiesel
Queroseno	302 €/1000 l	330 €/1000 l	21 €/1000 l	
GLP	125 €/1000 l	125 €/1000 l	41 €/1000 l	
Gas natural	2,6 €/GJ	2,6 €/GJ	0,3 €/GJ	

Fuente: Directiva 2003/96/CE, Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad

En lo que respecta directamente a los biocarburantes, el artículo 15 permite aplicar exenciones totales o parciales o reducciones del nivel de imposición fiscal a los productos gravables utilizados en el ámbito de proyectos piloto, para el desarrollo tecnológico de productos más respetuosos con el medioambiente o para la obtención de combustibles provenientes de fuentes renovables de energía. Asimismo, el artículo 16 permite a los Estados miembros aplicar exenciones o unos tipos reducidos, a los productos impositivos contemplados en el artículo 2 cuando estén constituidos o contengan uno o varios productos obtenidos a partir de biomasa, comprendidos en los productos incluidos en los códigos NC 4401 y 4402 (entre los que se encuentra el biodiesel, el bioetanol y otros biocarburantes). Esta exención o reducción prevista se modulará en función de la evolución de la cotización de las materias primas, para que dichas reducciones o exenciones no conduzcan a una sobrecompensación de los costes adicionales derivados de su producción.⁷⁶¹

Finalmente, cabe resaltar que la Directiva permite una serie de derogaciones, reducciones y exenciones fiscales, por parte de los Estados Miembros justificadas a causa de políticas específicas. Estas excepciones han debilitado el nivel de cumplimiento de la Directiva. La mayoría de estas derogaciones provienen de la década de los 1990s cuando regía el marco regulatorio anterior, las cuales fueron incorporadas con menores modificaciones en el anexo II de esta directiva, donde se establecen largos periodos transitorios durante los que la norma no surtirá efecto, los que en la práctica ha significado finalmente una moratoria respecto de los niveles mínimos de imposición sobre los combustibles fósiles.

IV.2.2.2.1. LOS INCENTIVOS DE LA DIRECTIVA 2003/96/CEE Y LOS BIOCARBURANTES

⁷⁶⁰ Ver: Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.

⁷⁶¹ Ver: Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.

Para muchos, la Directiva 2003/96/CEDE representa un débil acuerdo porque contiene una serie de derogaciones en favor de los Estados miembros que ha permitido a los grandes contaminantes suprimir la eficacia del cumplimiento de los objetivos de la Directiva. Tampoco es obvio que el propósito de este régimen de fiscalidad energética contribuya a conseguir los objetivos medioambientales de Kioto. Más controvertido ha sido todavía la profusión y duración de los períodos de transición, siendo que la primera revisión de las tasas impositivas mínimas haya sido prevista para el año 2012, sobre todo si se tiene en cuenta que las tasas impositivas mínimas sobre los hidrocarburos han sido una adaptación de las tasas antiguas reguladas por la anterior Directiva de 1992 (Delvaux, 2004).

Para la Comisión Europea la actual Directiva sobre la imposición de la energía es insostenible, dado que ésta impone unos incentivos equivocados. La Directiva establece unos tipos mínimos para la imposición de los productos energéticos utilizados como carburantes de automoción, para la calefacción y para la electricidad, pero estos tipos mínimos se aplican generalmente al volumen del producto energético consumido y no en razón del contenido energético. La Comisión considera que los tipos mínimos actuales basados en el volumen de los productos energéticos no reflejan el contenido energético ni las emisiones de CO₂ de los productos energéticos gravados, y entiende que esta situación conlleva a un uso ineficiente de la energía y a un falseamiento del mercado interior. Además considera que estos tipos mínimos crean incentivos contrarios a los objetivos de la UE sobre el cambio climático y la energía. Por ejemplo en el ámbito de los carburantes, los tipos mínimos más bajos aplicados al gasóleo de automoción, robustecen la ventaja natural que el gasóleo tiene sobre la gasolina, a causa de su alto contenido energético y favorece su uso y en consecuencia, una mayor cantidad de emisiones de CO₂ liberadas a la atmósfera (COM, 2011a).

Además la Comisión Europea considera que el diseño impositivo de esta Directiva discrimina directamente a las energías renovables que en principio se gravan aplicando el tipo de combustible convencional al que substituyen, aunque su contenido energético sea menor al de aquellos productos energéticos gravados con las mismas tasas. Al hacer un análisis de los mínimos actuales expresados en toneladas de CO₂ y en euros por GJ, la Comisión demuestra que el E85 está mucho más gravado que la gasolina, lo que significa que no se tiene en cuenta su valor energético inferior, ni su mejor rendimiento relativo en relación con la reducción de emisiones de CO₂. Además, los tipos favorecen la desigualdad de condiciones entre los consumidores empresariales, al basarse la ventaja de unos frente a otros en razón de la clase de energía que utilicen para el desarrollo de sus actividades (COM, 2011a).

Desde la perspectiva de la protección medioambiental la falta de coordinación entre la Directiva sobre imposición energética y el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCCDE) podría dar lugar a una doble carga, o por el contrario abrir una vía de escape frente a la responsabilidad por las emisiones de CO₂. Teniendo en cuenta este régimen fiscal, así como la exclusión del ámbito de aplicación del RCCDE de la UE, los sectores como el transporte, las pequeñas instalaciones industriales, la agricultura y los hogares no contribuirían, o lo harían mínimamente, a alcanzar los objetivos sobre la energía y el cambio climático planteados en la Estrategia Europa 2020, aun cuando estos sectores representen la mitad de las emisiones de CO₂. Tampoco se puede maximizar el beneficio medioambiental del uso de los biocarburantes dada la distribución del sistema de tipos mínimos (COM, 2011a).

Otro inconveniente de la norma radica en la posibilidad de establecer tipos impositivos diferenciados, exenciones o reducciones en razón de los tipos de usos. La Directiva dota de gran flexibilidad a los Estados miembros al constituir sus propios sistemas impositivos, pudiendo diferenciar entre hogares y empresas, o entre sectores como el agrícola o del comercio minorista. El inconveniente de esta flexibilidad surge en el déficit de armonización generado por la presión a la baja de los Estados miembros respecto de los impuestos a determinados sectores, y que desde un enfoque de progreso medioambiental debería responder mejor con tasas impositivas estándar (Klok, 2005).

En relación con los efectos negativos sobre el mercado único, los Estados miembros vienen aplicando desde diferentes enfoques instrumentos fiscales con objetivos medioambientales que puede generar una doble imposición dentro del mercado interior. Es posible además que los Estados miembros no graven las emisiones de CO₂ tanto como les gustaría, porque ello afectaría la competitividad de sus empresas o reduciría los ingresos del Estado, al incentivar a los consumidores a comprar combustibles en Estados vecinos con menores tasas impositivas (COM, 2011a).

La Comisión Europea considera que los niveles mínimos introducidos para la fiscalidad de los productos energéticos a nivel de la UE han venido siendo bastante bajos como para proveer los incentivos suficientes hacia mejoras medioambientales concretas. Mientras que la directiva ha sido un paso adelante en la expansión del ámbito fiscal hacia todos los principales productos energéticos, las excepciones admitidas al determinar la base imponible para ciertos sectores específicos de consumo de Hidrocarburos, han mermado la eficacia de la norma para incentivar el uso de combustibles alternativos en el sector del transporte rodado.

IV.2.2.4. ¿UN NUEVO MARCO FISCAL PARA LA ENERGÍA Y LOS BIOCARBURANTES?

La propuesta de enmienda que debía surtir efectos desde el primero de enero del 2013 tenía como principales objetivos:

- Asegurar un trato consistente de las fuentes energéticas dentro de la DIE con el fin de nivelar el trato fiscal entre los consumidores de energía, independientemente de las fuentes energéticas que estos usen,
- Proveer un marco especial para la fiscalidad de las energías renovables,
- Proveer un marco para la fiscalidad del CO₂ para complementar las señales de precios del carbono establecidas por el sistema de comercio de emisiones y así evitar superposiciones entre ambos instrumentos.

La Comisión Europea propone introducir una distinción explícita entre la fiscalidad de la energía específicamente vinculada a las emisiones de CO₂ atribuibles al consumo de los productos energéticos, y aquella fiscalidad energética basada en el contenido energético de los productos. La imposición al carbono estaría basada en los factores de referencia de emisiones de CO₂ establecidos en la decisión de la Comisión 2007/589/EC. Por su parte, la fiscalidad general del consumo energético se basaría en el valor calorífico neto de los productos energéticos y de la electricidad, como se establece en la Directiva 2006 / 32/ EC, y en el caso de la biomasa o productos derivados de esta, en el anexo III de la Directiva 2009/28 EC (COM, 2011b).

De manera general, a las fuentes de energía con un mayor contenido energético y de carbono se les aplicaría un tipo impositivo más caro en función de la unidad de volumen físico, de esta manera se

busca fomentar el consumo de fuentes de energía más limpias, a la vez que se incentiva la eficiencia en el uso de la energía. Los productos energéticos con un alto contenido de energía tendrán que competir sin las subvenciones derivadas de la fiscalidad que permite el marco impositivo actual. Esto, junto con la reducción de la carga fiscal sobre las energías renovables en razón de sus beneficios ambientales, reequilibrará las condiciones de competencia entre estas y las fuentes de energías fósiles (COM, 2011b).

La propuesta de revisión de la DIE divide el tipo impositivo de los productos energéticos en dos partes:

La primera parte es la que grava los productos energéticos en función de las emisiones de CO₂ liberadas en la atmósfera. La imposición al carbono basada en las emisiones del producto energético fija una cuantía de 20 euros por tonelada de CO₂. En el caso de los biocarburantes que cumplan los criterios de sostenibilidad establecidos en el artículo 17 de la Directiva 2009/28/CE, la fracción de la tributación relacionada con las emisiones de CO₂ quedaría exenta. En este sentido un impuesto al carbono daría una ventaja neutral cuando la tecnología empleada use recursos energéticos bajos en carbono. Además, como este nuevo marco fiscal se aplicaría a todos aquellos emisores excluidos del Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión, ajustaría de mejor manera la DIE al RCCDE, quedando aquellos incluidos en este último régimen, fuera del ámbito de aplicación de la DIE respecto a los impuestos al carbono. Asimismo, dado que la imposición sobre el CO₂ complementa la aplicación de la Directiva 2003/87/CE, el nivel impositivo mínimo aplicable al CO₂ seguirá el precio del carbono en el mercado de derechos de emisión establecido por el RCCDE de la UE (COM, 2011b).

La segunda parte del impuesto se aplicará sobre la base del contenido energético del producto. Este impuesto buscaría reflejar la energía real que genera el producto energético expresado en Giga-julios. Al tener en cuenta el contenido energético de los productos la fiscalidad basada en el contenido de energía establece unos incentivos al ahorro de energía y al uso eficiente de su consumo. En el caso de los carburantes para el transporte rodado se fija un nivel mínimo impositivo de 9,6 euros por Giga-julios, que es el correspondiente al impuesto actual aplicable a la gasolina, una vez deducida la parte correspondiente al impuesto que grava el CO₂, y que se aplicaría de manera general a todos los combustibles usados en el transporte de automoción. El alcance del impuesto energético armonizado permanece inalterable respecto a la DIE 2003/26/CE, comprendiendo el uso en los vehículos de motor, el uso en la calefacción y la electricidad. En el caso de los biocarburantes que cumplan los criterios de sostenibilidad de la directiva 2009/28 CE, el saldo del impuesto corresponderá al contenido energético del biocarburante en relación con los mínimos establecidos en la propuesta de Directiva (COM, 2011b).

Tabla IV 8: Iniciativa legislativa de la Comisión para la fiscalidad de Productos Energéticos desde 2013.

Productos energéticos para el transporte rodado	Impuestos			
	Impuesto a las emisiones de CO ₂	Impuesto general al consumo de energía	Impuesto general al consumo de energía	Impuesto general al consumo de energía
	1 enero 2013	1 enero 2013	1 enero 2015	1 enero 2018
Gasolina	20€/ton CO ₂	9.6€/GJ	9.6€/GJ	9.6€/GJ

Diésel (Gasóleo)	20€/ton CO ₂	8.2€/GJ	8.8€/GJ	9.6€/GJ
Kerosene	20€/ton CO ₂	8.6€/GJ	9.2€/GJ	9.6€/GJ
GLP	20€/ton CO ₂	1.5€/GJ	5.5€/GJ	9.6€/GJ
Gas Natural	20€/ton CO ₂	1.5€/GJ	5.5€/GJ	9.6€/GJ
Biodiesel NO CS	20€/ton CO ₂	8.2€/GJ	8.8€/GJ	9.6€/GJ
Bioetanol NO CS	20€/ton CO ₂	9.6€/GJ	9.6€/GJ	9.6€/GJ
Biodiesel SI CS	0€	8.2€/GJ	8.8€/GJ	9.6€/GJ
Bioetanol SI CS *	0€	9.6€/GJ	9.6€/GJ	9.6€/GJ

Fuente: Comisión Europea (2011): COM (2011) 169/3. *CS Criterios de sostenibilidad de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE

En el caso de los beneficios fiscales en favor del sector agrícola, se le aplicarán nuevos tipos mínimos afectando la potestad tributaria de los Estados miembros para eximir totalmente de impuestos a los carburantes en el sector. Con lo cual se ha previsto aplicar la parte del impuesto al carbono y además la parte que grava el contenido energético, aunque se permitiría una exención total de esta última cuando haya mejoras en la eficiencia energética.

La propuesta de Directiva tenía como objetivo eliminar las subvenciones consideradas “desacertadas o incoherentes”, que forman parte del actual marco para la fiscalidad de la energía, como las diferenciaciones entre los tipos impositivos aplicados al uso profesional y no profesional del combustible para el transporte. Esto es de especial relevancia para el progreso de la política medioambiental, cuando se advierte que es este último el sector donde el crecimiento de emisiones de CO₂ ha sido el más pronunciado. Asimismo, se establece la supresión de la subvención al gasóleo para automoción, situación que fomentaría mejoras en la eficiencia energética del motor de gasolina. De acuerdo con la Comisión Europea, este nuevo mecanismo fiscal abriría más el mercado para las fuentes alternativas de energía y las fuentes renovables que presenten pocas o nulas emisiones de CO₂, reequilibrando finalmente la oferta y la demanda en el mercado de carburantes dentro de la UE, deficitaria en productos energéticos de origen fósil. Sin embargo, las modificatorias establecen periodos graduales de adaptación para la equiparación de la fiscalidad de todos los carburantes, previsión que incluye también el sector del transporte de uso profesional, teniéndose en cuenta las inversiones realizadas en la tecnología diésel en el sector del automóvil en la UE, así como el incipiente estado actual de las tecnologías alternativas (COM, 2011b).

A pesar de sus ventajas, en favor del desarrollo de energías renovables y especialmente de biocarburantes, la propuesta para una nueva fiscalidad energética en el ámbito de la Unión Europea no ha prosperado. Es bastante probable que al tratar de internalizar los costes externos del uso de carburantes fósiles las negociaciones hayan estado enfocadas en los costes sobre la competitividad europea que generaría una fiscalidad más restrictiva del carbono, tanto a nivel comunitario (entre los propios Estados miembros), como a nivel extracomunitario. En este último caso la problemática se conecta con los mercados internacionales donde los Estados Miembros de la UE compiten con Economías desarrolladas y emergentes, especialmente frente a terceros países con poco o nulo nivel

de fiscalidad sobre los carburantes en razón de las emisiones de gases de efecto invernadero que liberan a la atmósfera, lo que los pondría en una situación de considerable desventaja comercial.

IV.2.2.3. Los Incentivos fiscales para la promoción de los biocarburantes en los Estados Miembros

En el marco para la fiscalidad de los productos energéticos a nivel de la UE los Estados miembros podían establecer, en el ámbito de su competencia y con ciertos límites, instrumentos económicos en la forma de incentivos fiscales, considerando tales medidas parte del marco de la emergente política medioambiental común de la UE. Estos instrumentos constituirían una excepción a las reglas de competencia del mercado común del UE, cuando estas se den con el objeto de incrementar el nivel de protección del medioambiente. Respecto a las ayudas de funcionamiento en la forma de reducciones o exenciones fiscales la Comisión Europea consideraba, antes de la entrada en vigencia del Tratado de Lisboa, que tales medidas podrían constituir ayudas del Estado en el sentido del artículo 87, apartado 3, letra c) del tratado de la CE, es decir ayudas estatales compatibles con el mercado común, en tanto dichas medidas contribuyan, al menos indirectamente a una mejora del nivel de protección del medioambiente, y que las reducciones o exenciones fiscales no socaven los objetivos generales que buscan cumplir. Estas ayudas en forma de reducciones y exenciones deberán cumplir los supuestos de necesidad y proporcionalidad, y podrán aplicarse por un período de 10 años, siempre que los beneficiarios de estas paguen el nivel mínimo del impuesto comunitario establecido por la Directiva para la armonización de los impuestos que gravan los productos energéticos, Directiva 26/96/CE.⁷⁶² Cuando las ayudas adopten la forma de exenciones o reducciones de impuestos ambientales, o regímenes de permisos negociables; la proporcionalidad de las medidas estará dada por las condiciones y criterios para la concesión de las exenciones y reducciones, con el fin de garantizar que el beneficiario no tenga ventajas excesivas y que el carácter selectivo de la medida se limite al mínimo estricto.

Teniendo en cuenta las restricciones establecidas a nivel comunitario en lo referente a la fiscalidad de los productos energéticos, los Estados Miembros aplicarían una serie de instrumentos económicos en la forma de incentivos fiscales para la promoción de los biocarburantes en la UE. A este nivel los incentivos fiscales aplicados por los Estados miembros han buscado incentivar el desarrollo de distintas etapas de la cadena de valor de los biocarburantes. En relación con la producción se observa la aplicación de incentivos fiscales para los productores de biocarburantes, con el fin de reducir el costo de producción de los biocarburantes. En relación con la distribución se observa la aplicación de reducciones o exenciones fiscales enfocadas en incrementar la competitividad de los biocarburantes con los carburantes fósiles, en algunos casos vinculados a sistemas de cuotas mínimas de uso de biocarburantes. Asimismo, se han observado el uso de estos instrumentos para fomentar la adquisición de vehículos capaces de operar con biocarburantes o para reducir el coste de conversión de los vehículos convencionales.

Como hemos mencionado antes, en la mayoría de Estados miembros la producción de biocarburantes en Europa puede resultar más costosa que la importación de combustibles fósiles y esto es una barrera económica que se origina tras el problema de asignación de costes en el mercado de carburantes para el transporte, siendo una diferencia que se amplía en los periodos de bajos precios del crudo en el mercado internacional. En este sentido los instrumentos económicos

⁷⁶² Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/25.

en forma de incentivos fiscales, buscan la penetración de los biocarburantes en el mercado reduciendo los costes derivados de la presión fiscal sobre los productos energéticos en el sector, suavizando de alguna medida, el impacto del proceso de sustitución energética en el transporte, especialmente en el caso de los consumidores finales de carburantes. Junto a los mandatos de mezcla, los incentivos fiscales han sido los principales instrumentos económicos utilizados en los programas de fomento de biocarburantes, subsidiando total o parcialmente los sobrecostes en que incurren los operadores de la cadena de valor, sin embargo hemos observado que estos últimos preceden a los instrumentos de mandato y control de sistemas de cuotas en el proceso histórico de regulación del sector.

En general los biocarburantes como el bioetanol o el biodiesel, han sido incentivados total o parcialmente mediante reducciones del pago de los impuestos que gravan los carburantes en los Estados Miembros. Estos instrumentos, a pesar de que han demostrado tener un notable efecto en el crecimiento de las cuotas de mercado, han causado importantes pérdidas de ingresos para los Estados. Esto porque, a diferencia de las cuotas donde el coste de la incorporación obligatoria se transfiere a los consumidores finales, en el caso de los instrumentos fiscales, el coste recae sobre los contribuyentes y afecta los presupuestos del Estado en su conjunto. Este coste, junto a otras variables, ha determinado que varios países de la Unión hayan virado gradualmente sus programas centrales de apoyo hacia instrumentos de mandato y control vinculados o desvinculados de mecanismos fiscales, y que además pueden, ir acompañadas de incentivos fiscales o subvenciones directas para favorecer otras tecnologías o mezclas de mayor volumen. Sin embargo, todavía hay sistemas de promoción predominantemente basados en instrumentos económicos de carácter fiscal, como es el caso de Suecia, Lituania, Letonia o Malta.

Así, dentro de los sistemas de promoción de biocarburantes en los Estados miembros de la UE, resalta la importancia de los incentivos fiscales durante los primeros periodos de penetración de los biocarburantes en el mercado. Todos los Estados miembros con un nivel alto de penetración de los biocarburantes han tenido, regímenes impositivos favorables, como por ejemplo Alemania, Francia, España, Italia o Suecia. Asimismo, los mecanismos de discriminación fiscal han tenido mayores resultados cuando han sido acompañados por una alta presión fiscal sobre los combustibles fósiles, como en el caso de Suecia donde los altos impuestos al carbono, o los impuestos especiales a los hidrocarburos han impulsado el desarrollo del sector, sin establecer cuotas de uso mínimo (ver fiscalidad de los carburantes en Europa en el Capítulo I). Otro ejemplo, es el caso de la promoción de biocarburantes en Alemania, donde los incentivos fiscales junto a un nivel alto de presión fiscal sobre los hidrocarburos en el marco de políticas de control de la contaminación, hicieron bastante competitivos los precios del biodiesel en relación con el petróleo diésel, incrementando notablemente su consumo sin la necesidad de utilizar instrumentos de mandato y control.

En la actualidad los mecanismos fiscales vinculados a las obligaciones de cuotas, se aplican a mezclas de bajas proporciones como el caso del B5, E5 y el E10. Países como Austria, Bélgica, Bulgaria, Dinamarca, Eslovenia, Eslovaquia, Francia, Finlandia y R. Checa, establecen incentivos fiscales para favorecer el cumplimiento de las cuotas vinculantes de biocarburantes previstas en su regulación. No hay que olvidar que otros países que actualmente presentan modelos rígidos de cuotas mínimas, o modelos de cumplimiento flexible, pero desvinculados de mecanismos fiscales, antes establecían un sistema vinculado de promoción como principal sistema de penetración.

Los instrumentos fiscales que se aplican en paralelo al sistema de cuotas paralelos en general se reservan para promover el consumo de altas mezclas de biocarburantes como el B30, B100, el E85, biocarburantes de segunda generación derivados de celulosa o lignocelulosa, o biocarburantes puros como el AVP. Entre estos sistemas podemos mencionar a Alemania, Austria, Eslovaquia, Francia, Hungría, Países bajos y la R. Checa. Las altas mezclas también son incentivadas en los Estados Miembros con sistemas de promoción basados predominantemente en incentivos fiscales, como Letonia, Lituania y Suecia. Estos últimos también promueven las mezclas menores a través de incentivos económicos.

Entre las altas mezclas promocionadas con mecanismos fiscales, están las altas mezclas de gasolina con etanol como el E85, y las altas mezclas de biodiesel (B30 hasta B100), así como el Aceite Puro vegetal y otros biocarburantes puros, promocionadas no solamente en los grandes Estados productores de Francia y Alemania, sino también en Estados miembros con niveles menores de producción. Entre estos Austria, Eslovaquia, Hungría, Letonia; Lituania; Países bajos, R. Checa o Suecia. Entre los países que destacan por usar instrumentos fiscales para promocionar tecnologías de segunda generación, como los biocarburantes derivados de celulosa o lignocelulosa, así como los biocarburantes avanzados obtenidos mediante el uso de nuevas rutas tecnológicas está Alemania, Países Bajos y Suecia.⁷⁶³

Tabla IV– 9: Panorama de los Incentivos fiscales aplicados en los Estados Miembros de la UE para la promoción de biocarburantes

E.M.	Año	Incentivos Fiscales
Alema.	1993	Desde 1993 los biocarburantes en estado puro han estado exentos del impuesto a los hidrocarburos. Sin embargo las mezclas que contenían biocarburantes eran gravadas como los combustibles fósiles. (2003)
	1999	Reforma de los impuestos ecológicos. Incremento gradual de la fiscalidad de los hidrocarburos. Se mantiene la exención total para el uso de los biocarburantes puros. (.2003)
	2004	Modificación de la ley de impuestos a los hidrocarburos. Se extiende la exención total de este impuesto relativo al uso de biocarburantes en estado puro, a los biocarburantes mezclados con otros combustibles fósiles, proporcional al contenido del biocarburante. En caso de sobrecompensación se prevé una reducción de la exención fiscal en los años siguientes (.2009)
	2002	Exención total del impuesto al petróleo ETBE, Bioetanol, Biodiesel, PPO.
	2006	La Ley fiscal de la Energía, elimina el modelo de promoción de biocarburante por exenciones fiscales. Mantiene reducciones fiscales graduales sobre el biodiesel en estado puro y sobre el aceite vegetal combustible usado en motores diésel, que no se contabilicen para cumplir la cuota (V.2012). Para los biocarburantes de segunda generación, el biogás, bioetanol (85) las desgravaciones fiscales se aplican hasta el 2015. Asimismo, las reducciones fiscales para otros biocarburantes serán gradualmente eliminadas hasta su totalidad en 2014, Los biocarburantes de segunda generación y el etanol carburante están exentos de impuestos hasta el 2015.
	M.Vig.	Alemania establece incentivos fiscales, consistentes en una reducción del Impuesto a la energía para los

⁷⁶³ En el caso específico del E85, países como Austria, Alemania, Bélgica (en el caso del transporte público), Francia, Países Bajos o Letonia, ya venían aplicando exenciones totales o parciales al etanol de altas mezclas. Del mismo modo Austria, Alemania, Bélgica (en el caso del transporte público), Francia, Hungría o Letonia establecían exenciones fiscales para mayores mezclas de biodiesel como el B100 o el B30, desde antes de la entrada en vigencia de la RED (2009). En el caso de la promoción del Aceite vegetal Puro, los biocarburantes de segunda generación, o biocarburantes de aceites reciclados o grasas animales utilizados como carburantes, han venido siendo promocionados con antelación al régimen actual (2014) en países como Austria, Alemania, Bélgica, Francia, Países Bajos, Letonia o Reino Unido, mediante incentivos fiscales. El caso de Suecia es especial porque paralelamente a la aplicación de reducciones fiscales sobre las mezclas con altos contenidos de biodiesel B100 o bioetanol E85, la legislación anterior establecía obligaciones de ofrecer biocarburantes en todas las estaciones de servicio.

	(2014)	biocarburantes puros y no utilizados para cumplir el sistema de cuotas. Una reducción proporcional de impuestos para biocarburantes convencionales como el biodiesel y el carburante puro de aceite vegetal, hasta el fin del 2012. Otra reducción fiscal para los biocarburantes de segunda generación, biogás, etanol E85, hasta 2015. La restricción de no ser usados en mezclas no se aplica a los alcoholes obtenidos mediante procesos biotecnológicos a partir de celulosa; así como para los hidrocarburos sintéticos o mezclas sintéticas obtenidos a partir de procesos de conversión termoquímica de la biomasa. (Energiesteuergesetz – Ley de fiscalidad de la energía)
Austria	1991	Exenciones fiscales del impuesto a los hidrocarburos al biodiesel puro
	1999	En el marco de Ley de hidrocarburos se establece una Exención para el biodiesel en mezclas de al menos 3 % en combustibles fósiles.
	2005	La ley Federal de hidrocarburos establece de forma obligatoria que el diésel y el petróleo con un contenido mínimo de biocarburantes del 4,4 % recibirá una reducción del impuesto a los hidrocarburos (entre 0,028 y 0,033 euros por litro).
	2007	La ley de hidrocarburos establece posteriormente de forma voluntaria una reducción fiscal de 0,442 euros por litro de E85 para los productores de bioetanol.
	M.Vig (2014)	El sistema de apoyo por incentivos fiscales a los biocarburantes vigente en Austria, se basa en un mecanismo de regulación fiscal que reduce el Impuesto al Petróleo Mineral (MÖSt), a la gasolina y el diésel que contengan al menos un porcentaje de biocarburantes del 4,6 % y del 6,6 % de material biológico. Asimismo se establece que el E85 y el carburante obtenido solamente de material biológico, están exentos del pago del impuesto. (Ley del Impuesto al petróleo Mineral de 1995, ölsteuergesetz,)
Bélgica	2006	De acuerdo con el Real decreto sobre el aceite vegetal de colza utilizado como combustible, se establece una exención del Impuesto selectivo a favor de los productores agrícolas, condicionada a que la producción sea realizada por agricultores o cooperativas de agricultores, se use colza Belga y que sea para comercialización directa con los usuarios finales.
	2006	La ley de biocarburantes establece reducciones del impuesto selectivo al diésel cuando este contenga al menos 3,37 % de biodiesel en 2006, 4,29 en 2007, 5 % en 2008 y 4 % en 2009 (Real Decreto 2009). (Mezclas) (2013)
	2006	También se aplican reducciones del impuesto selectivo a la gasolina cuando esta contenga al menos un porcentaje de 7 % de bioetanol no apto para el consumo humano desde 2006, y de 4 % desde 2009. La norma se aplica a las compañías de hidrocarburos que ofrecen diésel y petróleo para el consumo. Se permite la posibilidad de reducciones fiscales a mayores mezclas, cuando sean compañías encargadas del transporte público regional. La exención se aplica de forma proporcional al contenido de biocarburantes en la mezcla con el combustible fósil. (2013)
	M.Vig. (2014)	En la actualidad Bélgica establece un incentivo fiscal a los productores de biocarburantes, consistente en la exención total del impuesto selectivo para favorecer la producción de biocarburantes obtenidos de aceite vegetal de colza. (Arrêté royal du 10 Mars 2006 en matière d'huile de colza utilisée comme carburant)
Bulg.	M.Vig (2014)	En Bulgaria los incentivos fiscales estas vinculados al sistema de promoción por cuotas. Se establecen tasas reducidas del impuesto especial a los carburantes que contengan un mínimo bioetanol del 4 % y de biodiesel del 4 %, que hayan sido producidos cumpliendo los criterios de sostenibilidad de la Ley de energía renovables ERSA del 2011.
Chipre	2006	Se establecen exenciones fiscales para los biocarburantes, Bioetanol, biodiesel y PPO.
Dinam.	2005	Se establecen exenciones fiscales para los biocarburantes usados en el transporte. Biodiesel y bioetanol.
	M.Vig (2014)	Dinamarca establece un suplemento por giga julio de biogás destinado al transporte. Ley de Promoción de las Energías Renovables nº 1392/2008-“VE-Lov” (Lov om fremme af vedvarende energi No. 1392/2008). En Dinamarca actualmente se aplica una reducción fiscal del Impuesto al dióxido de carbono para ciertos productos energéticos, así como del Impuesto a la energía a los Productos del petróleo mineral, a los operadores de la cadena del valor de los carburantes fósiles que incorporen un mínimo de biocarburantes. Los porcentajes mínimos para recibir la reducción son de 6,8 % para el diésel, 4,8 % para la gasolina, 6,8 % para el diésel bajo en Azufre y 4,8 % para la gasolina sin plomo. Ley de Impuestos al dióxido de carbono para ciertos productos energéticos Nº 321/2011, Bekendtgørelse af lov om kuldioxidafgift af visse energiprodukter; Ley de Impuestos energéticos a los productos derivados del petróleo mineral Nº 313/2011, Bekendtgørelse af lov om energiafgift af mineralolieprodukter)
España	2002	La ley 53/2002 de Medidas fiscales, administrativas y del Orden Social, establece una reducción fiscal completa por 5 años para las plantas pilotos de biocarburantes y para las plantas industriales una reducción completa de impuestos especiales hasta diciembre del 2012.
	2003	La Ley 36/2003 sobre Reformas Económicas que modifica la Ley 43/1995, introduce un 10 % de reducción en el impuesto de sociedades cuando se realicen inversiones en equipos e instalaciones con el fin de convertir productos agrícolas en biocarburantes.
	2005	La ley 22/2005, que modifica la Ley 38/1992 de Impuestos especiales, transpone las directivas comunitarias en materia de fiscalidad de los productos energéticos y otras materias, establece un tipo especial de cero euros por 1000 litros, en el impuesto de hidrocarburos. El tipo especial se aplica

		exclusivamente sobre el volumen de biocarburantes puro o en mezclas. Dependiendo de la evolución de los costes de producción, podrá incrementarse el tipo del impuesto que no podrá exceder el tipo aplicable al carburante fósil equivalente.
	2005	Ley 22/ 2005, que modifica La ley 38/1992 de Impuestos Especiales, establece una exención al impuesto especial de hidrocarburos a la fabricación o importación de biocarburantes que se destinen a su uso como carburantes, puros o mezclados con carburantes convencionales. Se trata de un régimen voluntario de exención por un periodo de 5 años, y relacionado con el carácter experimental del proyecto, el cual se determina con el tope de producción de 5000 litros por año.
	M.Vig (2014)	Hasta de diciembre del 2012 en España se establecía un régimen fiscal favorable a los biocarburantes que funcionaba junto con la obligación de consumo de biocarburantes en el transporte (Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética). La Ley de Impuestos Especiales nº 38/1992 modificada por la Ley 22/2005 que transpone la directiva que regula la fiscalidad de los productos energéticos 2003/96 /CE establece que con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012 se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por 1.000 litros en el impuesto de hidrocarburos. El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburante aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos. Desde 2013 el tipo impositivo cero aplicado a los biocarburantes ha sido sustituido por el mismo tipo impositivo que se les aplica los productos petrolíferos.
Estonia	2005	Se establecen exenciones fiscales para los biocarburantes: Bioetanol, Biodiesel y PPO.
Eslova.	M.Vig (2014)	En Eslovaquia la gasolina y el diésel que contengan una definida cantidad de material biológico pueden beneficiarse de una reducción del Impuesto al petróleo mineral. Asimismo, los carburantes puros (carburante completamente obtenido de material biológico), se encuentra exento del impuesto. Entre los biocarburantes que se benefician de los incentivos fiscales está el biodiesel obtenido de aceites vegetales o grasas animales, el aceite vegetal puro (PPO), el bio-ETBE con 47 % de etanol biológico, etanol al 99,7 % de alcohol por volumen, y el biogás. Las reducciones se aplican en relación al cumplimiento de las cuotas previstas en el sistema vinculado de porcentajes mínimos, aplicándose una reducción mayor del impuesto en el caso de que se superen los niveles de mezcla estipulados en la legislación, tanto para el biodiesel en diésel, como para los biocarburantes en gasolina. En el caso del diésel 96€/1000 litros para las mezclas establecidas en la ley, y de 113,31 €/1000 litros para las mezclas superiores. En el caso de la Gasolina 46,97€/1000 litros y 82,99 €/1000 litros respectivamente. (Regulación Nº 246/2006, consumo mínimo de biocarburantes; Ley sobre los impuestos especiales al petróleo mineral 98/2004, Zákon č. 98/2004 Z.z. o spotrebnej dani z minerálnych olejov)
Esloven.	M.Vig (2014)	En Eslovenia se aplica un impuesto especial para todos los carburantes, sin embargo los productores o consumidores de biocarburantes pueden estar completamente exentos del pago del impuesto especial. Asimismo, cuando los biocarburantes son mezclados con otros carburantes fósiles, la cantidad del impuesto es reducida. Solamente se aplica la reducción proporcional del impuesto si el carburante contiene un mínimo de 5 % de biocarburantes. Los biocarburantes elegibles son el bioetanol, el biometanol, el biodiesel, el ETBE, y el Bio Ester Dimetilico. (Ley de Impuestos Especiales, Zakon o Trošarinah - Uradni list RS, 97/2010)
	1992	Se establecen exenciones parciales a los biocarburantes del Impuesto interno sobre los productos petroleros TIPP, de 100% en el caso del biodiesel y 80% para el bioetanol incorporado como ETBE en la gasolina
	2000	Establecimiento del sistema de acreditación mediante el cual se permite a las empresas producir una cuota de biodiesel en el mercado a cambio de una reducción del impuesto interno sobre los productos petroleros
	2002	Establecimiento de Exenciones parciales del impuesto al consumo doméstico TIC para el biodiesel y el bioetanol. En el caso de aceites puros usados como combustible en el sector agrícola y pesquero, exención total. Busca reducir los costes de producción. (Ajuste anual en La ley Financiera)
	2003	Se establece un Impuesto al consumo doméstico de derivados del petróleo con objeto de promover los combustibles alternativos menos contaminantes.
	2004	El sistema de acreditación se extiende para las mezclas directas de bioetanol con gasolina
Francia	2005	Exenciones del impuesto general extraordinario sobre las actividades contaminantes (TAGP), aplicadas a la comercialización de biocarburantes. Las tasas del impuesto se calculan sobre el precio de venta antes del IVA y se reducen de acuerdo al porcentaje de biocarburantes en mezcla hasta llegar a "0" en caso de cumplirse el objetivo anual de incorporación de biocarburantes. La tasa del TGAP fue de 1,2 % en 2005; 1,75 % en 2006; 3,5 % en 2007; 5,75 % en 2008; 6,25 % en 2009 y 7,0% en 2010. Se aplican altas penalidades.
	2007	De acuerdo con la modificatoria del art. 65 de la Ley financiera, se establecen reducciones en las tasas relativas al impuesto al consumo doméstico para el E85
	2007	Se garantiza la amortización de los vehículos que utilicen E85 en un período de 12 meses, además se aplica una reducción de los impuestos a los vehículos de las empresas privadas y 50 % de reducción en los impuestos adicionales para certificación y registro.

	M.Vig (2014)	En la actualidad, en Francia los instrumentos fiscales sirven de apoyo al sistema obligatorio de cuotas, a manera de “enforcement” regulatorio. El TGAP Impuesto sobre las actividades contaminantes, “Taxe Générale sur les Activités Polluantes”, grava todos los productos energéticos y varía de acuerdo a los tipos de combustibles. Los proveedores de gasolina o diésel del mercado del transporte están sujetos a una mayor tasa del TGAP si utilizan una menor proporción de biocarburantes que la establecida en la Ley de cuotas mínimas. Asimismo, el sistema fiscal permite reducir la tasa del impuesto (7 % desde el 2010) de acuerdo con la proporción de biocarburantes contenida en el total del carburante vendido. (Art. 266 quince, Code des Douanes)
Finland.	M.Vig. (2014)	En Finlandia la fiscalidad de los combustibles líquidos se lleva a cabo separadamente para cada componente en razón de su contenido energético y las emisiones de dióxido de carbono. Los proveedores de carburantes que contengan biocarburantes pueden beneficiarse de reducciones del impuesto especial a los carburantes líquidos (35,9€/litro para la gasolina y 33€/ litro para el diésel). Ley de impuestos especiales N.º. 182/2010, Valmisteverotuslaki) y Ley de los biocarburantes y biolíquidos N.º. 393/2013, Laki biopolttoaineista ja bionesteistä)
Hungría	2005	La ley de promoción de biocarburantes establece reducciones del impuesto selectivo en mezclas que usen más de 4,4 % de biocarburantes.
	2007	Se establecen exenciones fiscales aplicadas a las mezclas altas de bioetanol tipo E85.
	M.Vig (2014)	Actualmente en Hungría se aplica un reembolso del impuesto especial al E85, bioetanol y biodiesel en el caso de proyectos de desarrollo de motores (25 % de los gastos totales en biocarburantes) y 0,26€/litro para el consumo de biocarburantes en vehículos en el sector minero no vinculado al transporte público. (Ley CXXVII del 2003 sobre los impuestos especiales y las reglas de venta de ciertos bienes; törvény a jövedéki adóról és a jövedéki termékek forgalmazásának különös szabályiról)
Italia	1997	Se establece una reducción del Impuesto especial en favor del uso del biodiesel
	2001	Se establece una extensión de la reducción de los impuestos especiales al biodiesel
	2005	El decreto legislativo sobre impuestos selectivos de 1995, modificado por la ley fiscal del 2005, establece reducciones fiscales a través de un sistema de convocatoria para autorizar y aprobar las reducciones fiscales para la producción de biodiesel y bioetanol. En el caso del biodiesel se ha establecido un sistema de exención por cuotas de producción para un horizonte de 6 años.
	2005	En el caso del etanol la Ley sobre Impuestos Selectivos, establece un programa de tasas reducidas del impuesto selectivo al bioetanol y los productos derivados de este, usados como combustible o aditivos, como parte de algún programa experimental para la promoción del uso de estos biocarburantes.
	2007	El Decreto 26 de 2007 que implementa la Directiva 2003/96/EC sobre imposición de productos energéticos, modifica la ley de impuestos selectivos y establece los impuestos a los productos energéticos que gravan los biocarburantes. Sobre este nuevo marco impositivo se establecen las reducciones fiscales a los biocarburantes.
	2010	A través de la Ley de Finanzas N.º 191/2009 se ha establecido una cuota elegible de 18000 toneladas en el caso del biodiesel, para la cual se ofrece un beneficio fiscal de 84.60 €/1000 L. En los casos del bioetanol, el EBE y los aditivos a base de biomasa pueden beneficiarse de 289.22 €/1000L para el Bioetanol; 298.92/1000L para el ETBE; y de 289,22 y 245,32 para los aditivos a la gasolina y al diésel respectivamente.
Irlanda	2005	Reducción de impuestos especiales a los biocarburantes, Biodiesel Bioetanol y PPO
	2006	Reducción del Impuesto a los hidrocarburos para los biocarburantes.
Letonia	M.Vig. (2014)	El Letonia el principal sistema para promocionar el uso de biocarburantes en el transporte es el sistema fiscal La ley de impuestos especiales obliga a las compañías que suministran productos derivados del petróleo a pagar el impuesto selectivo, que es reducido en el caso de que los carburantes fósiles sean mezclados con biocarburantes. (Ley de Impuestos especiales, Par akcīzes nodokli). Las bandas de impuestos para 2013/2014 son de: 332,95€/1000 litros para el diésel puro 233,35€/1000 litros con un 30 % de biocarburantes 123,36€/1000 litros para mezclas de entre 70 y 85 % de biocarburantes 332,95€/1000 litros para la gasolina pura 123,36€/1000 litros para mezclas de entre 70 y 85 % de biocarburantes
	2005	Exención del Impuesto selectivo a los carburantes para los biocarburantes: Bioetanol, Biodiesel, PPO y ETBE.
	M.Vig. (2014)	En Lituania no hay sistema de cuotas y los biocarburantes son promocionados por una serie de instrumentos de carácter económico. La regulación fiscal en letonia establece que las personas legales o jurídicas que usen biocarburantes (líquidos y gaseosos, incluido el bio-hidrógeno) están exentas del pago del impuesto a la contaminación medioambiental. El impuesto se apoya en un sistema de comprobación de la información relacionada con el tipo de vehículo y el cumplimiento de una serie de estándares de estos, ante el Departamento de Protección medioambiental del Ministerio del Medioambiente. (Ley de Impuestos a la Contaminación Medioambiental, Mokesčio už aplinkos teršimą

Lituania		įstatymas). Asimismo, se aplica una liberación del pago del impuesto especial a los productores de biocarburantes. El impuesto se reduce en la proporción de la presencia de biomasa por tonelada de biocarburante, y se aplica al bioetanol, biodiesel, al bio-ETBE y al aceite vegetal, en tanto los productores cumplan con los requerimientos, estándares y normas europeas. Para las mezclas orgánicas de biocarburantes (solamente aditivos orgánicos) de al menos un 30 %, la reducción del impuesto es proporcional al porcentaje de aditivos totales. Los biocarburantes producidos enteramente de materiales orgánicos están completamente liberados del impuesto selectivo. Para otros biocarburantes, el impuesto es reducido en la proporción del porcentaje de biocarburantes que exceden el porcentaje obligatorio. El productor debe obtener una autorización y enviar información de cumplimiento de los estándares, ante la autoridad fiscal Inspector de la Ministerio de Finanzas. (Ley de Impuestos especiales Akcizų įstatymas; Ley del control estatal de la contaminación, Aplinkos apsaugos valstybinės kontrolės įstatymas).
Luxem.	M.Vig. (2014)	En Luxemburgo las compañías que suministran gasolina y diésel pagan el impuesto a la contaminación, en la proporción resultante del incumplimiento de la cuota obligatoria de consumo mínimo de biocarburantes para el transporte (3,75 %). El impuesto es 1200€ por cada 1000 litros de biocarburantes no puestos en el mercado a nivel de la ventas anuales de diésel y gasolina.
Malta	M.Vig. (2014)	El principal sistema de apoyo a los biocarburantes en la actualidad en Malta se basa en el establecimiento de incentivos fiscales. Las compañías vinculadas al suministro de carburantes para el transporte, se encuentran obligadas a pagar el Impuesto especial a los carburantes, pero el porcentaje de biodiesel contenido en los carburantes fósiles está exento del pago del impuesto. (Ley de Impuestos Especiales, Att Dwar Dazju Tas-Sisa)
Países Bajos	2003	Desde 2003 se ha aplicado una exención fiscal para favorecer algunos proyectos específicos relacionados con la producción de Aceite Vegetal Puro y biodiesel. El beneficio fiscal está limitado a una cuota de 7,5 millones de litros por año.
	2005	Se establecen incentivos fiscales, como reducción del Impuesto selectivo para la mezcla de biocarburantes en el sector del transporte rodado. La cuota de 2 % de total del diésel y de gasolina puesta en el mercado se beneficiará proporcionalmente en el caso del alcohol etílico y en el caso del biodiesel 6.10/1000 litros. También se prevé una reducción fiscal de 0,365/litro en el caso de proyectos relacionados con Aceite Vegetal Puro.
	2009	Desde abril del 2010 se aplica una reducción del impuesto selectivo sobre el E85 que cumpla criterios de sostenibilidad, dado su bajo contenido energético comparado con la gasolina (entre 70 % y 76 %)
	M.Vig. (2014)	En Los países Bajos se aplica una serie de incentivos fiscales que individual o combinadamente benefician una serie de tecnologías en energías renovables. El Programa EIA establece créditos fiscales para las empresas que inviertan entre otras RES, en instalaciones de producción de biocarburantes de segunda generación, obtenidos de materias de celulosa o lignocelulosa, mediante procesos tecnológicos de conversión por pirolisis, gasificación, torrefacción, degradación térmica, o degradación enzimática. (Ley del Impuesto a la renta del 2001, "Wet van 11 mei 2000 tot vaststelling van de Wet inkomstenbelasting 2001"). Asimismo, el programa de Ayudas a la Inversiones en favor del Medioambiente-MIA, establece incentivos fiscales en forma de deducciones de los costes de inversión de la base imponible que grava los beneficios de la empresas para la inversión en estaciones de servicio que ofrezcan altas mezclas de biocarburantes tales como B30, B100, E85, E95, biometanol, así como para stocks reguladores de estos. También se subvenciona sistemas pilas combustible de hidrógeno. El programa de Depreciación aleatoria de la Inversiones en el Medioambiente-VAMIL establece además deducciones puede alcanzar el 75 % de la inversiones en un solo año, y el 25 % restante se realiza durante la vida económica de los bienes obtenidos. Para las estaciones de altas mezclas se pueden aplicar ambos incentivos (13,5 % del MIA y 75 % del VAMIL). (MIA/Vamil, Milieulijst 2013); Lista de productos energéticos 2013, Energielijst 2013)
Polonia	1992	De acuerdo con "la ley del impuesto de sociedades", los productores de biocarburantes pueden establecer deducciones fiscales equivalentes al 19 % del sobre-coste de producción relativo al coste de producción de los combustibles líquidos que contienen el mismo valor calorífico. Actualmente el programa cubre los años fiscales que van del 2007 al 2014
	1994	Los biocarburantes que pueden ser usados puros están excluidos del pago del Impuesto de carreteras, previsto en la ley de 1994 y modificada en 2004.
	2004	A través del ministerio de finanzas se establecen los primeros programas de exenciones y desgravaciones fiscales para el uso de biocarburantes en mezclas. Los porcentajes definitivos y el monto de las exenciones se determinan anualmente.(2006)
	2006	La ley de biocarburantes y combustibles líquidos reduce los niveles de exención de los impuestos especiales para los combustibles que contengan biocarburantes y para los biocarburantes líquidos puros.
	2007	La gasolina que contenga al menos 2 % de biocarburantes se deducirá 1,50 PLN por cada litro de biocarburantes, y 1,00 PLN por cada litro de biocarburante añadido al diésel. En el caso de los biocarburantes puros usados directamente en motores, 1680 PLN por cada 1000 Litros. Posteriormente en 2008, la ley sobre el impuesto selectivo modificó las reducciones en 1.565, 1.048 y 10 PLN por litro, para la gasolina, diésel y biocarburante de uso directo respectivamente.

Portug.	M.Vig. (2014)	En Portugal se aplican incentivos fiscales para los pequeños productores de biocarburantes. De 2007 a 2010 todos los productores de biocarburantes estaban beneficiados de una exención del pago del impuesto a la gasolina (ISP). De acuerdo con el Decreto Ley 117/2010, este beneficio fiscal no se aplica más a los grandes productores de biocarburantes y solamente se aplica a los pequeños, con un límite de 40000 Toneladas de biocarburantes/año. (Portaria 320-E/2011, Sobre los procedimientos para el reconocimiento de los Pequeños productores de Biocarburantes y la aplicación de la exención fiscal (ISP); DL 117/2010.)
Reino Unido	2002	A través programa de fondo del Tesoro de su Majestad, se establecen en el presupuesto del Reino Unido, incentivos para la promoción de la producción de biodiesel de 20 peniques por litro (0,30 € por litro), el que es mayormente producido con aceites vegetales o reciclados, así como con importaciones de aceite de palma o soja. (2010)
	2005	Se expanden los incentivos para la promoción de la producción de bioetanol, también con un monto de 20 peniques por litro (0,30 € por litro) (2010)
	2009	Los incentivos para el biodiesel producido partir de aceites reciclados de cocina, permanecerán aplicándose hasta el 31 de marzo del 2012
R. Checa	1992	Se establece que el biodiesel pague un importe de cero, correspondiente al impuesto selectivo que grava los combustibles. (2006)
	1992	Devolución a los consumidores finales de la parte proporcional del impuesto selectivo a los combustibles, correspondiente a su contenido de biocarburantes en mezcla. (1998)
	2003	Desde 2003 se establece un impuesto selectivo de cero euros a la parte correspondiente a la mezcla que contenga hasta un de 31 % de biodiesel producido con aceite de colza.
	2006	Enmienda de la reducción del Impuesto selectivo y las ayudas operativas para el biodiesel.
	2009	La ley de Impuestos al Consumo establece desgravaciones fiscales para altas mezclas E85 y E95, exenciones totales para los biocarburantes puros.
	M.Vig. (2014)	En la República Checa, los biocarburantes puros, distribuidos para el transporte, se encuentran exentos del Impuesto Al Consumo (500€ /1000 litros para la gasolina). Entre los productos está el FAME, los aceites vegetales, el biogás licuado, el petróleo mineral obtenido de biomasa de celulosa o de desperdicios orgánicos. (Ley de impuestos al Consumo, Zákon č. 353/2003 Sb., o spotřebních daních)
Suecia	1924-1957	Ley de fiscalidad de la energía establece impuestos sobre el petróleo y sus derivados. Su objetivo es el consumo eficiente de energía y el incremento de energías renovables.
	1991	Se establece un impuesto sobre las emisiones de azufre enfocada en el sector del transporte entre otros.
	1991	La ley sobre la fiscalidad de la energía establece un Impuesto medioambiental a las emisiones de Dióxido de carbono.
	1991	Exención de los impuestos a la energía y al impuesto a las emisiones de dióxido de carbono para los combustibles neutrales en emisiones de CO ₂ , biocarburantes y aceites vegetales, animales y grasas combustibles.
	1995	Exenciones fiscales aplicadas a proyectos pilotos de producción de biocarburantes
	2002	Exención fiscal para los biocarburantes 2002 Bioetanol y biodiesel.
	2005	Exención fiscal para los biocarburantes Bioetanol y biodiesel.
	2005	La ley de la congestión vehicular estable exenciones de pago de tasas por estacionamiento a los vehículos medioambientalmente neutrales en Estocolmo desde 2005 y Gotemburgo desde 2013.
	2006	La ley Acta de tráfico vehicular incrementa la fiscalidad de los vehículos motorizados para la ampliación del control medioambiental. Asimismo la ley de previsiones especiales para los impuestos vehiculares grava a los propietarios de vehículos de motor a combustión.
	2009	La modificatoria de la ley de previsiones especiales para los impuestos vehiculares, establece una exención a los vehículos con bajas emisiones de CO ₂ del impuesto a los vehículos de automoción que entren en servicio desde el 2009. Afecta propietarios de vehículos y a la industria.
	2009	Ley del impuesto a la renta dispone de beneficios fiscales para los automóviles que presenten mayor neutralidad medioambiental frente a otros vehículos del sector del automóvil.
	S.Vig. 2014	El principal programa para la promoción de biocarburantes en Suecia es la exención fiscal para los biocarburantes. Las compañías que suministran, importan y producen carburantes fósiles, están obligadas a pagar los impuestos a la energía y al carbón. Los biocarburantes están exentos del pago de esas tasas. Los incentivos no se destinan a algún biocarburante en especial. Los biocarburantes exentos deben estar certificados con la certificación de sostenibilidad de acuerdo con la Ley Nº 2010:598. Para mezclas de bajo porcentaje de etanol y ETBE la deducción máxima es del 89 % del Impuesto a la Energía y del 100 % del Impuesto al carbono, del porcentaje de carburante obtenido de biomasa, pero solo hasta un máximo de 5 % por el volumen total de gasolina (Ley 1994:1776). Para bajas mezclas en diésel de RME o FAME obtenido de biomasa, la deducción máxima, equivale al 84 % del impuesto a la energía y al 100 % del impuesto al carbono, sobre el porcentaje de biocarburante en mezcla y hasta un máximo del 5% por el volumen total de Diésel. Para las grasas y aceites vegetales hidrogenados (HVO) y otros biocarburantes con los mismos códigos CN, la máxima deducción alcanza el 100 % para ambos impuestos sobre el porcentaje de biocarburante en mezcla y hasta un máximo de 15 % del volumen total del carburante. Esta deducción

puede aplicarse adicionalmente a la deducción para el RME o FAME. La cantidad del subsidio es igual a la cantidad de los impuestos para los cuales la persona está exenta (Ley 1994-1776)

Fuente: Elaboración propia a partir de Reportes de Progreso de biocarburantes de Estados Miembros de la UE, bajo la Directiva 2003/30/EC, Euroserver (2013), NREAPS (2013), Comisión Europea reporte de progreso de los biocarburantes.

IV.2.3. Instrumentos económicos en forma de Ayudas del Estado para la promoción de los biocarburantes en la Unión Europea

Las ayudas Estatales para promover el uso de energías renovables en general, y específicamente para promover el uso de biocarburantes en el transporte, encajan en los grandes objetivos de carácter energético medioambiental de la Unión Europea. Las ayudas a los biocarburantes y otras renovables son una excepción a las reglas establecidas en los tratados fundacionales para el mercado común de la UE y su evolución ha estado marcada por la relación entre los intereses supranacionales de la Unión Europea y los intereses Estratégicos de los Estados, por lo que desde sus orígenes han estado en estricta relación con el marco jurídico que resguarda el buen funcionamiento del mercado común europeo.

De acuerdo con la Comisión Europea (2013), la competencia es el principal motor del crecimiento económico. Esta juega un rol fundamental en la defensa y el fortalecimiento del mercado único. Por ello, el mantenimiento de un sistema de libre competencia sin distorsiones, es uno de los principios básicos de la Unión Europea. La política de la Unión respecto de las ayudas estatales entonces tiene por objeto asegurar, la libre competencia, una eficiente asignación de los recursos y finalmente, la unidad del mercado de la UE, en el marco de los compromisos internacionales.

En el Artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea se establece como regla general que cualquier ayuda otorgada por algún Estado Miembro, a través de fondos públicos en forma que distorsione o amenace con distorsionar la competencia, favoreciendo ciertas empresas o la producción de ciertos bienes, será, en tanto afecte el comercio entre los Estados Miembros, incompatible con el mercado común.⁷⁶⁴

⁷⁶⁴ De acuerdo con el Artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (antiguo artículo 87 TCE) se establece un régimen restrictivo en relación a las ayudas estatales:

1. Salvo que los Tratados dispongan otra cosa, serán incompatibles con el mercado interior, en la medida en que afecten a los intercambios comerciales entre Estados miembros, las ayudas otorgadas por los Estados o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma, que falseen o amenacen falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o producciones.

2. Serán compatibles con el mercado interior:

a) las ayudas de carácter social concedidas a los consumidores individuales, siempre que se otorguen sin discriminaciones basadas en el origen de los productos;

b) las ayudas destinadas a reparar los perjuicios causados por desastres naturales o por otros acontecimientos de carácter excepcional;

c) las ayudas concedidas con objeto de favorecer la economía de determinadas regiones de la República Federal de Alemania, afectadas por la división de Alemania, en la medida en que sean necesarias para compensar las desventajas económicas que resultan de tal división. Cinco años después de la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, el Consejo podrá adoptar, a propuesta de la Comisión, una decisión por la que se derogue la presente letra.

3. Podrán considerarse compatibles con el mercado interior:

El concepto básico de ayuda Estatal es la ventaja económica que obtiene una empresa y que no hubiera obtenido en condiciones normales del mercado, sino solo a causa de la intervención del Estado. En el caso *“Sloman-Neptune”* la Corte Europea de Justicia estableció que cualquier beneficio otorgado directa o indirectamente por el Estado puede ser considerado una Ayuda estatal en los términos del tratado. De esta forma, hace una interpretación extensiva respecto a la clase de beneficios cubiertos por la aplicación del art 107 del TFUE, entre los que podemos mencionar subsidios directos, inyecciones de capital, bonificaciones de intereses, préstamos libres de intereses o a intereses muy bajos, subvenciones, revalorizaciones de activos, compensaciones por cargas financieras estatales, la condonación de deuda, condiciones preferenciales, reducciones de precios, contratos públicos de suministro, reducción de cargas de la seguridad social, garantías del Estado, exenciones de impuestos, o la condonación de los ingresos de Estado entre otras.⁷⁶⁵

El control de las Ayudas estatales por parte de la Comisión surge ante la necesidad de preservar la igualdad de condiciones para todas las empresas que compiten dentro de las fronteras del mercado único europeo independientemente del Estado en el que se encuentren establecidas. Se trata de controlar las ventajas selectivas injustificadas que en unos casos elevan el poder de mercado de algunas empresas y en otros establecen barreras de entrada, impidiendo a las fuerzas del mercado recompensar a las empresas más competitivas. Estos falseamientos a la competencia tienen efectos negativos sobre la competitividad de la Zona Euro por ejemplo en el alza de los precios, en la reducción de calidad de los productos o en la innovación tecnológica. Además las ayudas a las empresas implican un coste de oportunidad para el sector público, dado que se detraen recursos que pueden ser usados para el financiamiento de otros fines sociales como, educación, salud, seguridad etc. (COM , 2005b)

En el caso *“Preussen Electra”*, la Corte Europea de justicia aclara los problemas de interpretación de las ayudas Estatales en el marco de la regulación europea, de forma favorable al uso de energías renovables. En este caso, la Corte establece que la obligación impuesta en los proveedores privados de electricidad de adquirir electricidad producida por fuentes renovables de energía mediante la fijación de precios mínimos no implica una transferencia directa o indirecta de recursos Estatales a los productores de energías renovables: “Solamente las ventajas otorgadas directa o indirectamente mediante recursos Estatales serán consideradas ayudas en los términos del Artículo 92 (1). La Distinción hecha en esa provisión, entre ayudas otorgadas por un Estado miembro y ayudas otorgadas a través de recursos Estatales no significa que todas las ventajas otorgadas por una Estado, financiadas mediante recursos públicos o no, constituyan ayudas, sino simplemente se

-
- a) las ayudas destinadas a favorecer el desarrollo económico de regiones en las que el nivel de vida sea anormalmente bajo o en las que exista una grave situación de subempleo, así como el de las regiones contempladas en el artículo 349, habida cuenta de su situación estructural, económica y social;
 - b) las ayudas para fomentar la realización de un proyecto importante de interés común europeo o destinadas a poner remedio a una grave perturbación en la economía de un Estado miembro;
 - c) las ayudas destinadas a facilitar el desarrollo de determinadas actividades o de determinadas regiones económicas, siempre que no alteren las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común;
 - d) las ayudas destinadas a promover la cultura y la conservación del patrimonio, cuando no alteren las condiciones de los intercambios y de la competencia en la Unión en contra del interés común;
 - e) las demás categorías de ayudas que determine el Consejo por decisión, tomada a propuesta de la Comisión.

⁷⁶⁵ Ver: Casos 72 y 73/91 *“Sloman Neptun”*, [1993] ECR. I-887.

intenta incluir dentro de esa definición ambas ventajas que son otorgadas directamente por el Estado y aquellas otorgadas a través de un órgano público o privado designado o establecido por el Estado (...)⁷⁶⁶

En el tratado de Lisboa en el apartado 3 del 107 (antiguo artículo 87 del TCE), se establece que clase de ayudas estatales podrán ser compatibles con el mercado interno. Esto se interpreta de forma restrictiva como excepciones a los principios generales del tratado, en la medida que sean estrictamente necesarias para la consecución de los objetivos estipulados en el mismo tratado. Entre estas ayudas compatibles, se encuentran las ayudas para promover la ejecución de un importante proyecto de interés común para Europa.⁷⁶⁷ Esto incluiría las grandes políticas europeas, como la política medioambiental y la política energética.

En este sentido la Comisión ha interpretado que los proyectos de ahorro energético, así como los proyectos para la diversificación de recursos energéticos, como la promoción de energías renovables y biocarburantes, pueden considerarse proyectos de interés común para Europa y por lo tanto ser considerados como ayudas del Estado permitidas por el tratado. Asimismo, aunque estos proyectos no puedan ser aplicados a una determinada empresa en algún sector específico, si el proyecto de estas características es llevado a cabo por iniciativa de un Estado Miembro, estará justificada la ayuda cuando esta contribuya realmente a los objetivos comunes de la Unión Europea. Por ejemplo, en su decisión sobre las exenciones británicas aplicadas a los combustibles no fósiles, la Comisión consideró que tales ayudas estaban destinadas a mantener el sector nuclear en el contexto de la reestructuración y privatización de la Electricidad en el Reino Unido y que por tanto contribuyen a la seguridad de suministro y a la diversificación energética, ambos objetivos de interés común para Europa. (Jones C. , 2011)

En este contexto excepcional de compatibilidad de las ayudas estatales con las reglas comunitarias para el desarrollo y buen funcionamiento del mercado común, las ayudas se permiten como instrumentos necesarios para alcanzar los grandes objetivos de la UE, como los relacionados con la estabilidad y sostenibilidad de los mercados de energía para el transporte, así como con el desarrollo agrícola. Así distintos tipos de ayudas se han observado a nivel comunitario y a nivel Estatal para el fomento del mercado de biocarburantes en el transporte.

Entre los instrumentos económicos distintos a los mecanismos fiscales, que incentivan, desde distintos niveles de gobierno, el uso de materias primas con fines energéticos podemos mencionar: los subsidios directos en forma de primas para los cultivos energéticos, las ayudas para la producción de cultivos energéticos en tierras no aptas para la agricultura, las ayudas para la producción de cultivos energéticos sostenibles en el marco de los programas de desarrollo rural, el establecimiento de precios mínimos de los cultivos con potencial energético, o las ayudas al I+D para incrementar el potencial energético y el rendimiento de los cultivos, para la demostración del uso de nuevos cultivos energéticos, así como para la puesta en marcha de sistemas de recolección de residuos y desperdicios con potencial energético. Asimismo, los subsidios son usados para la producción de biocarburantes. Entre los más destacados instrumentos enfocados en la producción podemos

⁷⁶⁶ Ver: Caso C-379/98 "PreussenElektra v. Schleswag", [2001] ECR I-2099.

⁷⁶⁷ Ver: Caso 730/79, Philip Morris Holland vs, Commission (1980) E.C.R. 2671.

mencionar aquellas destinadas a promover la construcción de instalaciones de producción, los préstamos con tasas por debajo del interés de mercado para promover la inversión en bienes de capital, o el financiamiento de la I+D y la demostración de procesos más eficientes de producción de biocarburantes, así como para el uso de nuevas materias primas con requerimientos tecnológicos más avanzados.⁷⁶⁸

En el caso de la distribución las ayudas se han venido aplicando como inversión directa, subsidios, o programas de financiamiento subvencionados para a la inversión para en la adaptación de la infraestructura o para el desarrollo de nueva infraestructura que soporte la expansión del mercado de biocarburantes. Asimismo, las ayudas también han servido para subsidiar la adquisición de vehículos capaces de operar con biocarburantes, así como los costes de conversión de los vehículos convencionales, el financiamiento para el desarrollo tecnológico de los vehículos especialmente vinculada al uso de mayores mezclas, o políticas de precios y tasas para favorecer el uso de los vehículos compatibles. Además, se ha venido utilizando las adquisiciones públicas voluntarias u obligatorias de flotas vehiculares capaces de operar con biocarburantes, así como adquisiciones y contratos en conjunto de distintas administraciones para promover el uso de vehículos que operan con biocarburantes, entre otras medidas e instrumentos de colaboración voluntarios o de difusión, privados y públicos.⁷⁶⁹

IV.2.3.1. Antecedentes

En 1994, la Comisión Europea aprobó las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medioambiente, las que tuvieron vigencia hasta diciembre del 2000. Desde su adopción, las medidas en el ámbito del medioambiente han evolucionado por iniciativa de los Estados miembros y de la Comunidad, principalmente desde la conclusión del protocolo de Kioto. De esta manera, las intervenciones de los Estados miembros en el sector energético son más frecuentes y han revestido distintas formas, entre estas: desgravaciones o exenciones fiscales, así como ayudas de funcionamiento de una determinada industria. Las directrices sobrevinientes establecerían los criterios aplicables para evaluar si las ayudas son compatibles o no con las normas que regulan el mercado común.

Dados los objetivos relacionados con la protección ambiental, la industria de los biocarburantes también ha podido beneficiarse de estas ayudas Estatales. Sin embargo, la Comisión Considera que los imperativos y compromisos medioambientales a largo plazo no significa que deban autorizarse todas las ayudas, sino que debe tenerse en cuenta los efectos de las ayudas en relación al desarrollo sostenible y bajo la plena aplicación del principio quien contamina paga (QCP). Muchos tipos de ayudas han sido no solo perjudiciales para los Estados miembros y para la competencia en el mercado común, sino que también han sido contrarias al principio QCP y han generado mayores obstáculos para el desarrollo sostenible en la UE. Esta clase se ayudas pueden haber aparecido exclusivamente para favorecer la transición y la adaptación a nuevas normas comunitarias obligatorias más restrictivas, en materia de política medioambiental.⁷⁷⁰

⁷⁶⁸ Ver: (Euroserv'ER, 2011), (European Commission, 2013b) y (EBB, 2013)

⁷⁶⁹ Ver: (Euroserv'ER, 2011), (European Commission, 2013b) y (EBB, 2013)

⁷⁷⁰ Ver: Community Guidelines on State Aid for Environmental protection, (2001/C 37/03)

En febrero del 2001 la Comisión Europea adoptó unas directrices comunitarias sobre las ayudas del Estado para la protección medioambiental, las cuales señalaban los nuevos desafíos de cara a la adopción del protocolo de Kioto. Además de todos los programas y las medidas políticas adoptadas para la promoción de energías renovables a nivel comunitario, los Estados miembros podían aplicar subsidios a los productores y usuarios de energías renovables para restablecer la igualdad de condiciones de las energías limpias frente a los combustibles fósiles.⁷⁷¹

Las directrices del 2001 se proponían determinar en qué medida, y bajo qué condiciones, pueden resultar necesarias las ayudas estatales, a fin de garantizar la protección del medioambiente y el desarrollo sostenible, sin producir efectos desproporcionados en la competencia ni en el crecimiento económico. De acuerdo a estas directrices, las ayudas con fines medioambientales se podrán aplicar a todos los sectores gobernados por el tratado de las Comunidades Europeas como el sector del transporte rodado donde se aplican varios instrumentos para la promoción de biocarburantes y otras energías renovables.⁷⁷²

IV.2.3.2. La protección Ambiental y las ayudas estatales para promover las energías limpias en la UE

La interrelación entre las actividades del sector energético y el medioambiente, especialmente ante el problema global del Cambio Climático, ha sido la razón política para que las instituciones comunitarias den los pasos hacia una mayor convergencia entre la política energética y la política medioambiental. En este sentido, el Consejo Europeo ha señalado que la producción y la utilización de la energía son las fuentes principales de emisión de gases de efecto invernadero, y que para lograr los objetivos de sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad, se requiere un enfoque integrado de las políticas en el ámbito climático y energético que incentive la promoción de las energías renovables como vía de diversificación energética y protección ambiental. Asimismo, que estas ayudas pueden intensificar el consumo de biocarburantes en el transporte rodado. (Comisión Europea, 2008)

La protección del medioambiente es un objetivo fundamental de la UE, y se considera que el nivel de protección no es suficiente. Esto se debe principalmente al hecho de que las empresas y los consumidores no asumen completamente los costes que genera la contaminación para la sociedad en su conjunto. En este sentido los gobiernos pueden utilizar la regulación para internalizar los costes ambientales de las empresas contaminantes a través de impuestos, o mediante la instauración de mercados de emisiones en el contexto del principio quien contamina paga (QCP). Otra opción que tienen los Estados miembros para hacer reformas positivas en la protección ambiental, la constituyen las ayudas. Las ayudas estatales pueden generar los incentivos necesarios para que las empresas privadas inviertan en la protección del medioambiente, o para ayudar a las empresas a soportar la carga de una protección general más estricta. (Comisión Europea, 2008)

⁷⁷¹ Ver: Community Guidelines on State Aid for Environmental protection, (2001/C 37/03)

⁷⁷² Ver: Community Guidelines on State Aid for Environmental protection, (2001/C 37/03)

Para la Comisión Europea, Las ayudas del Estado pueden algunas veces ser instrumentos eficaces para alcanzar los objetivos de interés común de la UE, como la protección medioambiental. Estos instrumentos pueden corregir los fallos del mercado, mejorando su funcionamiento e incrementando la competitividad de la economía de la UE, pero aun cuando no se logre corregir las deficiencias del mercado, las ayudas estatales pueden contribuir a promover el desarrollo sostenible. En este sentido, el incremento sostenible del crecimiento y del empleo, que es el objetivo fundamental del tratado de Lisboa, puede lograrse también a través de las ayudas para la protección del medioambiente, dado su impacto positivo en una serie de ámbitos como: la creación de nuevos mercados, el desarrollo de la innovación tecnológica, el aumento de la competitividad mediante la mayor eficiencia en el uso de los recursos energéticos, o el aumento de las oportunidades de inversión. (COM , 2005b)

De acuerdo con la Comisión Europea, las ayudas tienen el fin de reducir las externalidades negativas relacionadas con las emisiones de gases de efecto invernadero, por medio de incentivos individuales para incrementar el porcentaje de las fuentes de energías renovables en relación con la producción total de energía. Las ayudas se justifican si, el coste de producir energía a partir de fuentes renovables es mayor que el coste de las fuentes contaminantes y si no existe ninguna regulación comunitaria obligatoria para las empresas individuales que establezca un porcentaje de energías procedente de fuentes renovables. El elevado coste de producción de algunos tipos de energías renovables en la UE, como es el caso de los biocarburantes, reduce su competitividad. Esto crea una barrera de entrada al mercado para las energías más limpias. Sin embargo diferentes regulaciones para internalizar los costes sociales de la producción y consumo de la energía, así como el avance tecnológico, han derivado en una tendencia decreciente de los costes para la producción de energías renovables, reduciéndose también la necesidad de la ayudas.⁷⁷³

En el caso de los biocarburantes se considera que su fomento deberá ser un instrumento efectivo para la lucha contra el cambio climático y para el incremento de la seguridad energética. En este sentido las ayudas estatales solo podrán ser un instrumento adecuado cuando la producción, distribución, y comercialización de los biocarburantes demuestren ser sostenibles y beneficiosos para el medioambiente. Los biocarburantes que no cumplan con los criterios de sostenibilidad establecidos en la directiva para la promoción de la energía de fuentes renovables no pueden acceder a las ayudas estatales. Al designar sus sistemas de ayuda, los Estados miembros podrán estimular el uso de biocarburantes que proporcionen beneficios adicionales a partir de la diversificación de insumos como desechos, residuos y material de celulosa o lignocelulosa, teniendo en cuenta los beneficios derivados de estos, así como los costes de producción para los biocarburantes tradicionales⁷⁷⁴

IV.2.3.2. La Justificación de las Ayudas Estatales para proteger el medioambiente: El Análisis económico de la Comisión Europea

En general, el fallo de mercado más común en el ámbito del medioambiente son las externalidades negativas que representa la contaminación por emisiones y el deterioro del medioambiente, a causa

⁷⁷³ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/10.

⁷⁷⁴ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/10.

del impacto las actividades económicas en la naturaleza. Las empresas tienen en cuenta solamente los costes privados en sus decisiones, y por sí solas carecen de incentivos para tener en cuenta los costes que sus actividades imponen a la sociedad, tanto cuando se deciden por una tecnología particular de producción, como por el nivel de producción. En este sentido, carecen de incentivos para reducir su nivel de contaminación, o para tomar medidas individuales que eleven la protección del medioambiente. Las empresas externalizan el coste medioambiental al conjunto de la sociedad. El fallo de mercado, legitima a los gobiernos a intervenir para asignar más eficientemente los recursos (en este caso los costes externos medioambientales) mediante instrumentos de mandato y control, impuestos pigouvianos, mercados de permisos de emisión, u otros instrumentos económicos, con el fin de alcanzar el nivel óptimo de producción que maximice el bienestar social. La Comisión Europea considera por su parte que se debe obligar a pagar a las empresas contaminantes los costes sociales de acuerdo al principio "Quien Contamina Paga" (QCP).

En este sentido, la comisión señala que la internalización de estas externalidades negativas incrementará los costes privados y reducirá los ingresos de las empresas. Además como la distribución de la contaminación varía entre las industrias y las empresas, los costes de cualquier reglamentación serán distintos, no solo entre las empresas, sino también entre los Estados Miembros. Además los Estados pueden discrepar en sus opiniones sobre la necesidad de introducir objetivos rigurosos de protección ambiental.⁷⁷⁵

Considera además que ante el fallo regulatorio relativo a la ausencia de instrumentos Comunitarios basados en el mercado, que reflejen plenamente el nivel de aplicación del principio QCP, los Estados miembros pueden decidir unilateralmente imponer un nivel de protección mayor del medioambiente. Esto conlleva un incremento de los costes para las empresas que operan en su territorio y genera un impacto en la competitividad del Estado que regula. En este sentido las ayudas estatales, constituyen una alternativa a la pérdida de competitividad que generaría la aplicación de instrumentos más astringentes. Las ayudas Estatales pueden lograr niveles más altos de protección ambiental y pueden aplicarse de dos formas:

Mediante incentivos positivos a escala Individual (empresas) para ir más allá de las normas comunitarias. El beneficiario recibe la ayuda no porque tenga que pagar por el coste de la misma, sino porque recibe la ayuda para modificar su forma de actuar. El objetivo es atacar la externalidad negativa producto de la contaminación ambiental.

Mediante incentivos positivos para introducir una reglamentación más estricta que las normas comunitarias. Para contrarrestar el impacto en la competitividad a causa del coste del cambio regulatorio, los Estados podrán utilizar las ayudas para reducir la carga de las empresas más afectadas.⁷⁷⁶

Para la Comisión Europea, la existencia de fallos de mercado de naturaleza ambiental o el establecimiento de objetivos políticos en esta área, no justifica automáticamente la utilización de ayudas estatales. Los instrumentos principales para rectificar el fallo de mercado deberán basarse de manera general en el principio QCP. Las ayudas Estatales representan la segunda mejor opción, por

⁷⁷⁵ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/07.

⁷⁷⁶ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/07.

favorecer el mantenimiento de la competitividad. Sin embargo, sería una medida contraria al principio QCP, dado que se liberarían a las empresas contaminantes de la carga de pagar los costes de la contaminación, por lo que no serían un instrumento adecuado en este contexto.

Sin embargo, para la Comisión Europea, existen problemas de implementación con el principio QCP, que son difíciles de superar. Así la comisión observa una aplicación insuficiente del principio QCP por parte de los Estados miembros, y considera que el nivel de protección del medioambiente es insuficiente, por las siguientes razones:

- Es difícil determinar el coste de la Contaminación (distintos tipos de producción, distintos niveles de contaminación, altos costes administrativos),
- La diversa sensibilidad frente a la variación de precios (elasticidad de precios),
- La evaluación del coste puede diferir entre particulares y sociedades (intergeneracionalidad de las opciones políticas),
- Dificultad para expresar algunos costes en términos monetarios (la reducción de la esperanza de vida, deterioro ecológico, y
- El incremento abrupto del precio de una serie de productos industriales para internalizar el coste de la contaminación.⁷⁷⁷

Por tanto la Comisión considera que la UE se encuentra en un contexto de debilidad en materia de protección ambiental. En este sentido, las ayudas estatales pueden por un lado, ofrecer incentivos individuales positivos con el fin de que las empresas desarrollen actividades o hagan inversiones que no son obligatorias. Por otro lado, pueden servir para reducir la carga de las empresas más afectadas por una regulación que supere el nivel de protección en la UE. Además la ayuda debe ser proporcional, es decir si el resultado se podría haber logrado con un ayuda de menor coste o con una medida mejor elegida y más adecuada. En particular, el monto de la ayuda debe limitarse al mínimo necesario para alcanzar la protección deseada del medioambiente. Asimismo, los costes elegibles para la ayuda a la inversión deberán ser los costes netos adicionales necesarios para lograr los objetivos ambientales. Esto implica que todos los beneficios económicos que la inversión proporcione a la empresa deberán en principio deducirse de los costes de inversión adicionales, para determinar el monto de la ayuda.⁷⁷⁸

En vista que los beneficios derivados de la inversión son difíciles de medir la Comisión considera que el monto de la ayuda debe ser normalmente inferior a los costes de inversión elegibles. Solo cuando la concesión de la ayuda se base en ofertas claramente competitivas, la ayuda podrá alcanzar el 100% de la inversión elegible. Además, se considera que el coste de lograr la protección ambiental es más elevado en las PYMES, y que las ayudas destinadas a estas producen un menor riesgo de distorsiones a la competencia, por lo que se puede justificar el uso de primas medioambientales en determinados tipos de ayuda a las PYMES.⁷⁷⁹

⁷⁷⁷ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/07.

⁷⁷⁸ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/07.

⁷⁷⁹ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/07.

Cuando las ayudas adopten la forma de exenciones o reducciones de impuestos ambientales, o regímenes de permisos negociables; la proporcionalidad de las medidas estará dada por las condiciones y criterios para la concesión de las exenciones y reducciones, con el fin de garantizar que el beneficiario no tenga ventajas excesivas y que el carácter selectivo de la medida se limite al mínimo estricto. Cuando la finalidad de la medida es favorecer, ciertas producciones respetuosas con el medioambiente a expensas de las más contaminantes, la Comisión Europea tendrá en cuenta el efecto global de la medida al observar el impacto negativo en el posicionamiento en el mercado y con ello los beneficios de las empresas sin ayuda. Cuanto menor sea el efecto previsto en la medida considerada, más importante será la verificación de sus efectos sobre las cuotas de mercado y los beneficios de las tecnologías enfrentadas.⁷⁸⁰

Las directrices comunitarias para la protección del medioambiente son aplicables a todos los sectores que se rigen por el tratado CE, (TUE y TFUE). Esto significa que serán aplicables a aquellos sectores sujetos a normas comunitarias específicas en materias de ayudas estatales, como puede ser el caso del sector de la automoción y el sector agrícola, en tanto no haya disposiciones específicas que dispongan otra cosa. En el caso del sector agrícola la directiva señala que las directrices para la protección ambiental serán aplicables a empresas de transformación y comercialización. Esto resulta relevante cuando pensamos en empresas del sector agrícola que necesiten ayudas para la producción y comercialización de biocarburantes. En lo que concierne a la producción primaria de insumos para la producción de biocarburantes, las directrices comunitarias se aplicarán a las medidas que todavía no se rijan por las Directrices sobre ayudas estatales en el sector agrícola y forestal.

IV.2.3.3. Tipos de ayudas aplicables al desarrollo de los biocarburantes

Luego de haber analizado la posición de la Comisión respecto a la justificación de las ayudas como instrumentos económicos adecuados y la segunda mejor alternativa alcanzable, dadas las restricciones a la aplicación de otros instrumentos a nivel comunitario, en este punto analizaremos qué clase de ayudas Estatales están permitidas para la promoción del mercado de biocarburantes en la UE, dentro del marco de las directrices para las ayudas en favor del medioambiente.

–Ayudas a la Inversión

Dentro del concepto de inversiones, se encuentran las Inversiones en tierras, edificios, plantas y equipamiento, transferencia tecnológica (bajo circunstancias específicas) destinadas a reducir la contaminación o proteger el medioambiente; siempre que se demuestre que la inversión es estrictamente necesaria para lograr los objetivos medioambientales. En las nuevas directrices se señala primero que las ayudas para la inversión para la producción de biocarburantes solo se autorizarán cuando se trate de biocarburantes sostenibles. Esto se conecta con los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes en el transporte establecidos en la RED (2009), que eleva los costes de cumplimiento de los objetivos de renovables para el transporte mediante biocarburantes, al vincular el cumplimiento de estos objetivos a criterios estrictos y astringentes de sostenibilidad, como condición para las ayudas y las contabilidad de cumplimiento de los objetivos vinculantes de renovables en el transporte establecidos para cada Estado miembro.

⁷⁸⁰ Ver: Comisión Europea, “Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente”. 2008/C82/07.

Asimismo la intensidad de la ayuda no podrá ser superior al 60 % de los costes de inversión elegibles cuando se trate de grandes empresas; al 70 % de los costes de inversión elegibles, cuando se trate de medianas empresas y al 80 % de los costes cuando se trate de pequeñas empresas. Además cuando los procesos de adjudicación de las ayudas se realicen con criterios genuinamente competitivos, transparentes, no discriminatorios y garantizando que la ayuda sea la mínima necesaria para conseguir la máxima energía renovable, entonces se podrá cubrir hasta el 100 % de los costes de inversión elegibles.⁷⁸¹

–Ayudas a la explotación

La comisión considera que para la producción de energía renovable, las ayudas de funcionamiento se justifican para cubrir la diferencia entre el precio de mercado de la energía proveniente de fuentes convencionales y el coste de producción de la Energías renovables. La Comisión ha establecido tres diferentes opciones para la concesión de las ayudas con el fin de promover las fuentes renovables de energía.

-Primera opción:

Para compensar la diferencia entre el coste de producir energía a partir de fuentes renovables, incluida la depreciación de las inversiones adicionales para la protección ambiental y el precio de mercado del tipo de energía de que se trate, solo se podrá conceder ayudas a la explotación hasta la amortización total de las instalaciones, así como para mantener la rentabilidad normal del capital.

Si la ayuda es concedida de conformidad con la letra a., cualquier ayuda a la inversión concedida a la misma empresa en relación con las nuevas instalaciones deberá deducirse de los costes de producción en el momento de determinación del monto de la ayuda a la explotación.

A diferencia de la mayoría de las demás fuentes de energía renovables, la biomasa necesita inversiones relativamente menores, sin embargo sus costes de explotación son mayores. Por lo tanto se permitirán las ayudas a la explotación superiores al monto de la inversión para la producción de energía procedente de la biomasa (como los biocarburantes), si los Estados miembros demuestran que los costes totales soportados por las empresas después de la amortización de las instalaciones continúan por encima de los precios del mercado relevante de la energía de que se trate.⁷⁸²

Bajo las Directrices del 2001 como en las vigentes del 2008, se considera que esta primera vía está diseñada para grandes inversiones en el campo de las energías renovables, esto permite a los Estados conceder ayudas para la amortización de las plantas productoras de energías renovables y compensar la diferencia entre estos costes de producción y el precio de mercado. Sin embargo, antes del cambio regulatorio, por medio de esta opción no se podía seguir concediendo ayudas para los futuros costes de producción de energía que sigan produciéndose. Con lo cual las Ayudas

⁷⁸¹ Ver: Comisión Europea, “Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente”. 2008/C82/10.

⁷⁸² Ver: Comisión Europea, “Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente”. 2008/C82/20.

Estatales para la producción de biocarburantes no cubrirían sus altos costes de producción adicionales derivados generalmente de la inversión en materias primas agro-energéticas.⁷⁸³

-Segunda Opción:

Las ayudas estatales podrán utilizar mecanismos de mercado tales como certificados ecológicos o licitaciones de energías renovables, que permitan a las empresas productoras de energías renovables beneficiarse indirectamente de una demanda garantizada a un precio superior al precio de mercado de la energía convencional. Se establece, asimismo que el precio de los certificados será de mercado. (DelVaux, 2003)

En la regulación anterior las Directrices establecían que los Estados miembros podían impulsar las energías renovables mediante el uso de mecanismos de mercado tales como certificados verdes o licitaciones, que garantizarían la demanda de electricidad a los productores a precios por encima del precio del mercado por un periodo de 10 años; en tanto estas ayudas sean esenciales para asegurar la viabilidad de la producción de energías renovables, no sean sobre-compensatorias y no desincentiven la competitividad de los productores.⁷⁸⁴ En este sentido el cambio de la regulación para la segunda opción permitiría el uso de certificados verdes para la comercialización de biocarburantes para el transporte rodado.

-Tercera opción

En el caso de las ayudas estatales con el objeto de promover el desarrollo de energías renovables que se vayan reduciendo gradualmente, la intensidad de la ayuda no podrá sobrepasar el 100% de los costes adicionales en el primer año, pero se deberá ir reduciendo linealmente hasta llegar a cero al final del quinto año. En el caso de las ayudas que no disminuyan gradualmente su intensidad no podrá rebasar el 50% de los costes adicionales.⁷⁸⁵

-Ayudas supeditadas a evaluación detallada

Las medidas de evaluación detallada se aplicarán a las ayudas para la producción de biocarburantes, en tanto se conceda la ayuda a instalaciones de producción de biocarburantes cuya capacidad de producción resultante supere las 150,000 toneladas por año. La Comisión europea ha establecido que los Estados miembros deberán notificarla con anterioridad a cualquier caso individual de ayuda a la inversión o a la explotación, otorgada en virtud de un régimen autorizado o a título individual.

El propósito de una más detallada evaluación se debe en general a la dificultad para evaluar los costes externos, los problemas para establecer igualdad de condiciones entre las empresas del sector de las energías renovables, así como la discriminación en el procedimiento de concesión de ayudas. Asimismo, se establece que la diferencia del monto de la ayuda concedida a los productores

⁷⁸³ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/20.

⁷⁸⁴ Ver: *Community Guidelines on State Aid for environmental protection, (2001/C 37/03)*

⁷⁸⁵ Ver: Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente". 2008/C82/20.

de energía y el monto de la ayuda que resultaría de aplicar la opción 1, deberá ser reinvertido por las empresas en fuentes de energía renovables.⁷⁸⁶

En lo referente a directrices que han gobernado las ayudas a favor del medioambiente desde el 2001 hasta el 2008 se considera que han sido un gran paso en la promoción de las Energías renovables en la Comunidad Europea, particularmente con la promoción de los biocarburantes. Sin embargo algunos consideran que al aplicar las Directrices la Comisión Europea debe tener en cuenta que su propósito es servir de guía a los Estados Miembros y no establecer un estricto marco legal. Se tendrá que dejar un campo mayor de maniobra a los estados Miembros en la aplicación de las Directrices para absorber las deficiencias y para incrementar la contribución de ayudas al funcionamiento para las energías renovables. En este sentido, como hemos hecho referencia líneas arriba, la Corte Europea de Justicia en el caso *“Preussen-Elektra”* confirmó que, con el objetivo prioritario de promover las energías renovables, la Comunidad Europea permitirá un justo nivel de discrecionalidad para que los Estados Miembros puedan establecer legislaciones que respeten el medioambiente. (DelVaux, 2003)

Para la Comisión Europea las nuevas directrices sobre ayudas estatales fijan el marco jurídico dentro del cual los Estados miembros podrán instrumentalizar las ayudas estatales para promover un mayor nivel de protección ambiental que incida entre otros, en el sector del transporte rodado. Teniendo en cuenta la importancia de factores como el nivel de competencia y el nivel incipiente del desarrollo del mercado de los combustibles renovables derivados la biomasa, las ayudas promoverán también la sustitución progresiva de los derivados del petróleo en el mercado de combustibles para el transporte.

IV.2.3.3. Ayudas de la UE vinculadas a la Política Agrícola Común

Como hemos mencionado en la primera parte de este capítulo las ayudas otorgadas en el sector agrícola, como parte de la Política Agraria Común (PAC) han influenciado y, tras la reforma que se inicia en 2014, continúa favoreciendo notablemente el desarrollo del mercado europeo de biocarburantes en la actualidad, siendo una alternativa a la salida de una cantidad considerable de cultivos energéticos y un instrumento importante para abordar los problemas que enfrenta el sector. Siendo una de las políticas sobre la que se ha construido el mercado común, tiene una serie de ventajas frente a otros sectores económicos, en relación con el nivel de ayudas permitido por las normas que regulan las ayudas Estatales en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, encontrando sus límites más próximos, en el Acuerdo para la Agricultura y las disciplinas en materias de comercio agrícola de la Organización Mundial del Comercio.

La entrada en vigor de la Regulación del Consejo Europeo (EC) N° 1698/2005 estableció las bases jurídica de las nuevas directrices seguidas por la Comisión Europea para aprobar las ayudas estatales en el sector agrícola que regirían para el período 2007-2013. Así se establece que las ayudas deberán ser compatibles con las reglas del mercado común agrícola en la UE, así como con los compromisos internacionales de la UE en esta materia, principalmente con el Tratado para la Agricultura de la Organización Mundial del Comercio (OMC). Además se establece que las ayudas deben lograr una

⁷⁸⁶ Ver: Comisión Europea, “Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente”. 2008/C82/20.

real contribución al desarrollo de ciertas actividades económicas en ciertas regiones y no solamente deben otorgarse para la mejora de la situación económica del receptor, lo que sería incompatible con el tratado de la Unión Europea.

Sin embargo, la aplicación de las reglas generales para las ayudas Estatales establecidas en los artículos 107 al 109 del TFUE, al sector de la agricultura, está limitada por el artículo 42 del TFUE, que establece que las provisiones del capítulo relacionado con las reglas de competencia aplicarán a la producción y comercio de productos agrícolas, solamente en la medida que lo determinen el Parlamento y el Consejo Europeo en el marco del artículo 43 (2)⁷⁸⁷ y en concordancia con el procedimiento establecido, y teniendo en cuenta los objetivos establecidos en el art 39.⁷⁸⁸

Aunque la Comisión Europea (2013) interpreta que es competencia de los legisladores (Consejo y Parlamento europeo) especificar en qué medida se aplican, o si no se aplican de ninguna forma, las reglas para las ayudas Estatales a la producción y al comercio de productos agrícolas. Reconoce que, al menos para las actividades económicas relacionadas con los productos señalados en el anexo I del tratado, las reglas para las ayudas tienen una aplicación muy limitada. Entre estos productos señalados en el Anexo I, se encuentran las principales materias primas para la producción de biocarburantes de la Unión Europea. Asimismo en relación con las ayudas al desarrollo rural, la Comisión Europea entiende que, solo se aplicarán las reglas para las ayudas en tanto se traten de medidas que se aplican a actividades y productos que quedan fuera del ámbito del anexo I. Esto también ha significado una mayor libertad de actuación para efectuar ayudas Estatales en favor de la producción de agro-energéticos.

En la Unión Europea la políticas de ayudas que afectan los precios de los cultivos energéticos usados para la producción de biocarburantes ha sido bastante alta, debido principalmente a que los cultivos energéticos pueden llegar a representar hasta un 80 % de los costes operativos para las empresas que producen biodiesel o bioetanol. En este sentido, las políticas de ayudas han buscado reducir estos altos costes de la cadena de valor de los biocarburantes para incrementar la oferta de cultivos energéticos producidos en la UE, a unos precios competitivos que beneficien tanto a agricultores como a productores de biocarburantes.

Hasta el final del 2003, los productores de semillas oleaginosas y cereales eran beneficiarios de pagos compensatorios. En 2004 los pagos para los productores de semillas oleaginosas y cereales fueron de 1,3 y 11,9 billones de euros respectivamente. 61,5 millones de euros en subsidios fueron otorgados a productores de semillas oleaginosas para producción de biodiesel. Actualmente en el

⁷⁸⁷ En artículo 43 (2) del TUE establece que El Parlamento Europeo y el Consejo establecerán, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario y previa consulta al Comité Económico y Social, la organización común de los mercados agrícolas prevista en el apartado 1 del artículo 40, así como las demás disposiciones que resulten necesarias para la consecución de los objetivos de la política común de agricultura y pesca.

⁷⁸⁸ De acuerdo con el artículo 39 del TUE los objetivos de la política agrícola común serán:

- a) incrementar la productividad agrícola, fomentando el progreso técnico, asegurando el desarrollo racional de la producción agrícola, así como el empleo óptimo de los factores de producción, en particular, de la mano de obra;
- b) garantizar así un nivel de vida equitativo a la población agrícola, en especial, mediante el aumento de la renta individual de los que trabajan en la agricultura;
- c) estabilizar los mercados;
- d) garantizar la seguridad de los abastecimientos;
- e) asegurar al consumidor suministros a precios razonables.

marco de la nueva Política Agraria Común (PAC) de la Unión Europea, aplicada desde 2014, la producción de cultivos energéticos no está vinculada a algún tipo de ayudas específicas ni pagos que beneficien directamente estos insumos básicos con el objeto de producir biocarburantes, esto queda en el ámbito de elección del agricultor. La razón se encuentra en la reforma de la PAC iniciada en 1992 y profundizada desde 2003 hasta la actualidad. La nueva política agraria, constreñida por sus compromisos internacionales desacopló las ayudas directas a los agricultores, a la producción de cultivos específicos. Aunque el nivel total de las ayudas y subsidios en el sector agrario de la UE permanece siendo tan alto como antes de la reforma, estas ayudas en su mayoría ya no se encuentran vinculadas al volumen de producción de los agricultores, sino que se encuentran vinculadas a su nivel de renta. Así con las reformas de la PAC, los productores de semillas oleaginosas y cereales han recibido pagos desacoplados de su producción, es decir independientemente de la clase de cultivo o de la cantidad de producción, entre otros beneficios y ayudas que cada vez se han vuelto menos distorsionantes del mercado agrícola. (COM, 2006)

A pesar que esto significa que actualmente no se otorgan ayudas específicas para los cultivos energéticos mediante la PAC, no quiere decir que el sector no reciban ayudas que incentiven la producción de biocarburantes en Europa desde la PAC, Por el contrario, las políticas de demanda de biocarburantes a nivel de la UE generan altos incentivos para que los productores agroindustriales destinen una parte ingente de la producción a los mercados energéticos, reduciendo en parte el riesgo de inversión en el sector, con un régimen de ayudas que pueden ser utilizadas para reducir los costes de producción de los cultivos energéticos necesarios para la producción de biocarburantes. Dicho esto, hemos querido presentar brevemente las más importantes formas de ayudas de las que se han beneficiado los productores de cultivos energéticos y otros cultivos usados para la producción de biocarburantes en las últimas décadas.

–El programa para la crisis del vino y las ayudas a la producción de Bioetanol

En Europa ha habido problemas de sobreproducción, en gran medida generados por las distorsiones de la propia Política Agraria Común. Uno de estos problemas estuvo relacionado con la producción y los precios del vino. Los agricultores del vino en la unión Europea producían alrededor de 2,6 billones de litros de vino que no tenían salida en el mercado. Esta sobreproducción era capaz de hacer caer los precios del vino y perjudicar a los productores. Una forma de subsidiar la producción de bioetanol es subsidiar la destilación de la sobreproducción de vino. Así, durante la reforma de la organización para el mercado del vino de 1999, la Comunidad Europea desarrollo un sistema, que teniendo como finalidad contrarrestar la crisis de precios en el mercado de los vinos en Europa, impulsaba paralelamente la producción de biocarburantes. Este sistema voluntario abría un nuevo mercado para los productores vitivinícolas, mediante la destilación de la sobreproducción de vino para la producción de etanol carburante. Dentro del programa, el alcohol resultante debía obligatoriamente ser colocado fuera del mercado de bebidas alcohólicas, debiendo ser utilizado con otros propósitos industriales, como fines energéticos y especialmente como combustibles alternativos en el transporte rodado dentro de la Comunidad.⁷⁸⁹

⁷⁸⁹ Ver: Consejo Europeo (2008) regulación N° 479/2008, por el que se establece la organización común del mercado vitivinícola, se modifican los Reglamentos (CE) no 1493/1999, (CE) no 1782/2003, (CE) no 1290/2005 y (CE) no 3/2008 y se derogan los Reglamentos (CEE) no 2392/86 y (CE) no 1493/1999.

El uso del alcohol originado en la crisis del vino fue un factor alentador para desarrollar proyectos de biocarburantes en Europa. En los primeros años, y dadas la poca competitividad del sector, la adjudicación del alcohol subvencionado se hacía mediante ventas públicas a precios muy bajos. Hacia el primer lustro del siglo XXI, con un sector productor mucho más desarrollado e impulsado por el alza en los precios del petróleo y el apoyo político de la Unión Europea, se había incrementado notablemente la demanda de insumos agroenergéticos y las ventas públicas fueron reemplazadas por procedimientos de licitaciones mucho más regulados.⁷⁹⁰

El programa de ayuda incluía 13 euros por hectolitro de vino como ayuda a los destiladores y 11 euros por hectolitro de ayuda para el almacenamiento y venta. En 2005, 7,8 millones de hectolitros de vino fueron desplazados de la producción de vino con un coste aproximado de 185 millones de euros. El 30 % fue utilizado para la producción de bioetanol como combustible para el transporte rodado en la Unión Europea con un coste aproximado de 51 millones de euros. En 2006 el porcentaje aumentó hasta 50 % con un coste aproximado de 80 millones de euros. El programa de ayudas para la crisis del vino está programado hasta el 31 de julio del año 2012. Desde esa fecha en adelante se prevé una reducción gradual de este tipo de ayudas.⁷⁹¹

–Subsidios a la producción de cultivos energéticos y el programa obligatorio de tierras de retirada.

La necesidad de reducir la sobreproducción agrícola que había afectado seriamente los precios en el mercado de cereales y productos oleaginosos en la UE, así como el alto coste que representan en el presupuesto las subvenciones al sector agrícola, impulsaron la reforma de la Política Agraria Común en 1992. Esta reforma establecía una obligación sobre los productores de cereales y semillas oleaginosas consistente en dejar de cultivar un porcentaje de sus tierras a cambio de recibir pagos en forma de ayudas. En general se trata de sacar del mercado la producción de cereales y semillas oleaginosas con el objeto de reducir la producción y mantener así un mayor nivel de precios, y políticamente más aceptable en el marco de la PAC. Además del porcentaje obligatorio de tierras de retirada que ha sido regulado y ha variado a lo largo del tiempo, los productores podían voluntariamente remover más áreas de la producción para el mercado agrícola, recibiendo en este caso un pago sujeto a un límite preestablecido en la norma.

El porcentaje de tierras de retirada que podía llegar a alcanzar el 10 % de la tierra cultivable de la UE, podía ser utilizado con fines no alimentarios, industriales y para la producción de cultivos energéticos. Los subsidios recibidos por no utilizar la tierra podían usarse para el cultivo de insumos para la producción de biodiesel y bioetanol. De hecho más del 95 % de los productos agrícolas no alimentarios producidos en tierras de retirada fueron cultivos energéticos. Desde 1996 hasta 2006 la superficie de tierras cultivables incorporadas al programa de tierras de retirada ha rondado las cuatro millones de hectáreas. En 2005 alrededor de 800,000 hectáreas fueron dedicadas a la producción de semillas oleaginosas para la producción de biodiesel y alrededor de 100,000 hectáreas fueron usadas para otros cultivos energéticos. (European Commission, 2006)

⁷⁹⁰ Ver: Comisión Europea (2008), regulación N°555/2008, por el que se establecen normas de desarrollo del Reglamento (CE) no 479/2008 del Consejo, por el que se establece la organización común del mercado vitivinícola, en lo relativo a los programas de apoyo, el comercio con terceros países, el potencial productivo y los controles en el sector vitivinícola

⁷⁹¹ Ver: Consejo Europeo (2008) regulación N° 479/2008, por el que se establece la organización común del mercado vitivinícola, se modifican los Reglamentos (CE) no 1493/1999, (CE) no 1782/2003, (CE) no 1290/2005 y (CE) no 3/2008 y se derogan los Reglamentos (CEE) no 2392/86 y (CE) no 1493/1999.

A pesar de que las obligaciones de retirada de tierras incentivaran la producción de cultivos energéticos, 2,9 millones de hectáreas se encontraban infrautilizadas debido a algunas limitaciones naturales y legales. Por un lado, las limitaciones naturales se originaban en las condiciones edáficas y climáticas de las tierras en retirada, que pueden condicionar negativamente la producción de cultivos energéticos. Situaciones como el relieve de los suelos, la localización, la aridez del suelo y otros factores agronómicos pueden hacer las tierras de retirada no aptas para el cultivo de algunos insumos necesarios para la producción de biocarburantes. Por otro lado, las limitaciones legales se originaban en el acuerdo internacional de la UE con EEUU respecto a los límites a las áreas de producción agrícola, conocido como *"The Blair House agreement"*. Este pacto establecía por un lado un límite en el área total de tierra para la producción de semillas oleaginosas con fines alimentarios y por otro lado limitaba la producción final de los productos industriales obtenidos con semillas oleaginosas hasta por un máximo equivalente de un millón de toneladas de harina de soja por año. El área cultivada con semillas oleaginosas como cultivos energéticos ha estado entre 540.000 y 880,000 hectáreas. La Comisión Europea, considerando que la equiparación de los pagos compensatorios para cereales y semillas oleaginosas acababa con la especificidad de pagos establecida para estas últimas y consecuentemente con las restricciones del acuerdo *"Blair House"*, declara que dicho acuerdo deja de ser válido después del período 2002-2003. (USDA-FAS, 2005)

Posteriormente, con la reforma de la PAC del 2003 las obligaciones de retirada de tierras se mantienen pero los pagos son incluidos en el programa de pago único por explotación. En este sistema, el subsidio es aplicado si la misma cantidad de tierra se mantiene fuera de la producción agrícola y se toma como referencia las tierras en retirada para el período 2000-2002. Debido a la crisis de los cereales de 2007, el porcentaje de tierras de retirada establecido por la Comisión fue nulo en el año 2008, para todos los productos agrícolas cultivados entre el otoño de 2007 y la primavera de 2008. El área en tierras de retirada para cultivos energéticos cayó de 1,1 millones de hectáreas en 2007 a 0,2 millones de hectáreas en 2008. La mayor parte de las tierras de retirada cultivable fue utilizada para la producción de biodiesel. Con 63 euros por tonelada y un promedio de producción de 4,6 toneladas por hectárea en 2007/2008, el pago por tierras en retirada alcanzó alrededor de 290 euros por hectárea. La reforma de la PAC de 2008 conocida como la *"Health Check"*, estableció el acuerdo con el que se terminaría con los requerimientos de tierras de retirada desde 2009. (Comisión Europea, 2010)

–Ayudas bajo el programa de apoyo a los cultivos energéticos

El programa para cultivos energéticos fue introducido en 2004 como parte de la reforma de la PAC, como un instrumento para la promoción de energías renovables en el transporte, como forma de alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, relacionado al aumento del consumo de combustibles fósiles en la UE. El programa consiste en un sistema de pagos a los agricultores que dediquen tierras para la producción de cultivos energéticos que puedan ser usados para la producción de calor, electricidad y para producir biocarburantes. El programa establecía un pago de 45 euros por hectárea de tierra donde se cultiven insumos energéticos con un límite agregado de 1,5 millones de hectáreas para el período 2004-2006. Las ayudas eran reducidas si el área predeterminada para el cultivo era superada. En los primeros dos años, alrededor de

300,000 y 570,000 hectáreas fueron dedicadas al cultivo de insumos agroenergéticos respectivamente.⁷⁹²

Solo los agricultores que tenían contratos de suministro con las industrias procesadoras de cultivos energéticos para la obtención de biocarburantes podían recibir las ayudas. Además los pagos estaban vinculados al cumplimiento de estándares medioambientales, de seguridad alimentaria o fitosanitaria entre otras. El control no solo debía asegurar que los cultivos energéticos eran producidos y suministrados, sino también que eran transformados en energía (combustibles). Entre los principales rasgos del programa de cultivos energéticos tenemos:

Las ayudas solo se otorgan para la producción cubierta por un contrato entre el agricultor y la industria procesadora.

Los contratos debían especificar los cultivos y el producto energético que se pretendía obtener de estos.

Asegurar el destino de los cultivos energéticos pactado en los contratos.

Proveer información suficiente de la cadena de valor.

Se establecían penalidades para asegurar el cumplimiento de las reglas.

Las ayudas para los cultivos energéticos eran adicionales a las establecidas en los programas de pago individual (SPS y SAPS), dado que a diferencia de estos tenía un propósito específico. Además las áreas sujetas a la aplicación del programa de apoyo a los cultivos energéticos no contaban para el programa de tierras de retirada. En 2007, todos los nuevos miembros de la UE eran elegibles para las ayudas otorgadas a través de este programa y en consecuencia el área máxima de cultivo pasó de 1,5 a 2 millones de hectáreas. (European Commission, 2007)

Tabla IV 10: Superficies destinadas a la producción de cultivos energéticos subvencionadas por la UE

Estado Miembro	Hectáreas destinadas a cultivos energéticos			
	2004	2005	2007	2008
Alemania	109,100	237,704	639,276	412,039
Bélgica	13	2,428	8,920	3,652
Bulgaria	0	0	39,148	0
Austria	3,498	8,130	17,484	20,565
Dinamarca	4,450	17,445	56,090	24,473
Eslovenia	292	116	2,437	991
Eslovaquia	0	0	80,754	54,815
España	6,705	27,321	184,980	9,283
Finlandia	3,475	10,300	16,412	14,677
Francia	130,034	135,823	717,973	440,728
Grecia	0	0	0	0
Hungría	0	0	89,209	19,809
Italia	0	285	36,357	14,380
Irlanda	419	1,613	5,137	0
Lituania	0	0	149,142	68,620
Luxemburgo	108	216	331	258
Países Bajos	139	320	1044	521
Polonia	0	0	112,573	44,720

⁷⁹² Ver: European Council (2003), Council Regulation (EC) N° 1782/2003, establishing common rules for direct support schemes under the common agricultural policy and establishing certain supports schemes for farmers and amending Regulations (EEC) No 2019/93, (EC) No 1452/2001, (EC) No 1453/2001, (EC) No 1454/2001, (EC) 1868/94, (EC) No 1251/1999, (EC) No 1254/1999, (EC) No 1673/2000, (EEC) No 2358/71 and (EC) No 2529/2001

Portugal	0	77	11,883	2,621
Reino Unido	32,928	88,590	232,533	54,870
Republica Checa	0	0	44,065	29,056
Rumanía	0	0	27,012	38,954
Suecia	14,547	31,076	46,364	19,090
Total	305,708	561,445	2574,306	1,310,738

Fuente: Reporte de la Comisión al Consejo, sobre la revisión del régimen de cultivos energéticos, anexo 1 SEC (2006) 1167 y Comisión Europea (2010) Comunicación de La DG de Agricultura, y desarrollo Rural. Concerniente a las ayudas para los cultivos energéticos y el Requerimiento de Retirada de Tierras, 2010.

IV.2.3.4. Ayudas de la UE para la inversión en I+D+I

Las ayudas individuales o en la forma de programas destinadas a proyectos de investigación y desarrollo también deben ser compatibles con el mercado común, dentro del significado del artículo 87 (3) del tratado y deberán estar exceptuadas de los requerimientos de notificación establecidos en el artículo 88 (3) del tratado, en tanto las condiciones establecidas para las ayudas en la regulación (EC) N° 800/2008 de la Comisión Europea sean cumplidas.⁷⁹³ En el campo de las ayudas para la I+D+I, se consideran las ayudas los proyectos en I+D, las ayudas para estudios de viabilidad técnica, ayudas para los costes de derechos de propiedad industrial de las PYMES, ayudas para la investigación y desarrollo en los sectores de las Agricultura y la Pesca, ayudas para las jóvenes empresas innovadoras, ayudas para servicios de consulta y ayuda a la innovación, así como ayudas para la contratación de personal cualificado. Además, existen otros tipos de ayudas permitidas que pueden beneficiar el sector de los biocarburantes, desde distintos ámbitos. Muchas de estas ayudas se destinan al desarrollo de proyectos vinculados con biocarburantes avanzados.

De acuerdo con La Comisión Europea (2008), las ayudas al I+D+I, pueden contribuir al desarrollo económico, fortalecer la competitividad e impulsar el empleo. La experiencia en la aplicación de estas ayudas en el contexto de la Regulación 364/2004, ha mostrado que dada la capacidad disponible en I+D+I, tanto para las grandes empresas, como para PYMES, los fallos del mercado pueden obstaculizar el alcance de un resultado óptimo y llevar por el contrario a un resultado ineficiente. Tales ineficiencias, generalmente están relacionadas con efectos secundarios debido a externalidades positivas y problemas del bien público, así como a problemas de asimetría y de información imperfecta, y fallos de coordinación y de red. Las ayudas al I+D+I, en este sentido son de particular importancia, porque reduce las desventajas tecnológicas. Una de las desventajas estructurales en el desarrollo de industria de altos riesgos, como las vinculadas a las energías renovables y en especial al desarrollo tecnológico de biocarburantes avanzado de muchas empresas, consiste en la dificultad relacionada con el acceso al desarrollo tecnológico o con las transferencias de tecnologías. Por lo tanto, las ayudas para los proyectos en I+D+I, las ayudas para estudios técnicos de factibilidad, y las ayudas para cubrir los costos de inversión en derechos de propiedad industrial, así como para cubrir otros costes y riesgos de inversión relacionados con el acceso a la

⁷⁹³ En cuanto a las ayudas para proyectos en investigación y desarrollo, la parte del proyecto que recibe la ayuda deberá estar dentro de las categorías de investigación fundamental, investigación industrial o desarrollo experimental. Ver: *Commission Regulation (EC) No 800/2008: Declaring certain categories of aid compatible with the common market in application of Articles 87 and 88 of the Treaty (General block exemption Regulation)*

innovación tecnológica de las PYMES, deben estar exceptuados de los procedimientos de control establecidos, cuando estos proyectos cumplan ciertas condiciones.⁷⁹⁴

Aunque los procesos tecnológicos para producir biocarburantes de primera generación, (vía procesos biológicos de fermentación usados para extraer azúcares de los cultivos azucareros o ricos en almidón, y que el proceso de transesterificación de los aceites vegetales y de las grasas animales), son tecnologías bastante maduras y comercialmente disponibles que presentan un bajo riesgo tecnológico; en el caso de los biocarburantes de segunda generación sucede exactamente lo contrario.

Los más avanzados biocarburantes, salvo contadas excepciones, todavía se encuentran en etapa de demostración. Aunque algunas de las etapas individuales del proceso, ya se encuentran en etapa comercial (como la hidrólisis ácida, pre-tratamiento de disolución ácida, fermentación o destilación entre otras), todavía se necesitan mayores avances tecnológicos en muchas otras etapas del proceso (como la hidrólisis enzimática, o la fermentación de azúcares C5). Asimismo aunque, las rutas tecnológicas de gasificación y los procesos Fisher-Tropsch son tecnologías que ya se utilizan a escala comercial, nos e ha observado una gran experiencia en la integración de los procesos de gasificación de la biomasa y de los procesos Fisher-Tropsch en los procesos de producción comercial de biocarburantes líquidos o gaseosos para el transporte. Más aún, cada sistema individual está generalmente diseñado para funcionar con un input específico de biomasa, y con estrechos rangos en sus propiedades físicas y Químicas. (IEA Bioenergy, 2009)

Aunque muchas partes del proceso tecnológico empleado en la producción de biocarburantes de segunda generación se han venido utilizando por separado, la cadena completa de producción de los biocarburantes de segunda generación es todavía incierta a gran escala comercial. Esto se traduce en un alto riesgo desde el punto de vista de los inversores, en tanto no se sabe a ciencia cierta si los carburantes obtenidos a través de esos procesos tecnológicos tendrán la suficiente calidad para competir en los mercados de carburantes para el transporte. Dadas estas razones de carácter tecnológico, sumadas a los pocos proyectos de demostración exitosos, los inversionistas consideran que el riesgo tecnológico en la inversión de instalaciones para la producción de biocarburantes de segunda generación es bastante alto, situación que aleja las inversiones de los operadores financieros más aversos al riesgo, así como las del capital privado. (IEA Bioenergy, 2009)

El riesgo tecnológico es particularmente importante para las tecnologías de segunda generación, porque estas son intensivas en capital y presentan largos plazos de entrega. La intensidad del capital en las tecnologías de fuentes de energías es una de las principales barreras a las inversiones mencionadas por varios capitalistas de riesgo. Desde el punto de vista del inversor, nada de lo que se haga para reducir el riesgo tecnológico es suficiente. En alguna medida, este riesgo tecnológico puede ser controlado, requiriendo un prototipo de la cadena de valor del biocarburantes de segunda generación, antes de efectuar la inversión, por lo que las rondas de financiación posteriores, están vinculadas a la consecución de determinados hitos en el desarrollo de la tecnología. (Wustehagen & Teppo, 2006)

⁷⁹⁴Ver: *Commission Regulation (EC) No 800/2008: declaring certain categories of aid compatible with the common market in application of Articles 87 and 88 of the Treaty (General block exemption Regulation)*

Muchas de las ayudas vinculadas al I+D +I, están enfocadas en aminorar el riesgo tecnológico que impide la inversión a gran escala de la producción de biocarburantes de segunda generación en la Unión Europea, in en menor medida para reducir la magnitud de otras clase de riesgos como el riesgo de mercado, regulatorio, o geopolítico, entre otros.

La inversión en I+D+I financiada con fondos públicos en la UE representa un fondo común gestionado por la Comisión Europea, el programa Marco para la Investigación y los programas promovidos por los Estados miembros. Los programas de ayudas a la investigación, desarrollo e implementación son subvencionados a nivel de la UE como a nivel de los Estados Miembros. La Comisión considera que si los mercados y las empresas energéticas actúan sin el apoyo de las instituciones comunitarias probablemente no podrán alcanzar los objetivos de política energética y ambiental de la UE. En este sentido es necesaria una política pública consistente en donde el trabajo con los Estados miembros e instituciones privadas impulse de manera conjunta los proyectos vinculados al desarrollo tecnológico y a promover la viabilidad económica de los biocarburantes y otras fuentes de energía bajas en carbono.

– El plan Estratégico europeo de tecnología Energética EETE

Para acelerar el desarrollo de la competitividad de las tecnologías de bajas emisiones de CO₂ en los mercados de productos energéticos en Europa, se ha establecido el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética EETE cuyo objetivo es hacer que Europa lidere la economía mundial dominando las tecnologías energéticas limpias y eficientes que favorezcan el crecimiento económico y el empleo. La financiación en este sentido es indispensable, principalmente aquella que procede del sector privado y de los Estados miembros con una aportación del presupuesto comunitario. De acuerdo con la Comisión Europea estas inversiones tendrán profundas repercusiones en la seguridad de suministro, el cambio climático, el crecimiento y competitividad.

En el caso específico de la bioenergía sostenible, se ha adoptado una iniciativa europea comprometida con el desarrollo de la madurez comercial de las tecnologías más avanzadas, con el fin de impulsar la producción sostenible y a gran escala de los biocarburantes de segunda y tercera generación. Dado que las distintas tecnologías se encuentran en distintas etapas de desarrollo, la necesidad actual es la demostración tecnológica a la escala más adecuada, en cada uno de los proyectos como centrales piloto, demostración pre-comercial o en etapa industrial plena. Para introducir las variables geográficas y climáticas así como las cuestiones logísticas la Comisión considera que se necesitarán 30 centrales en toda la UE. A partir de 2020, un programa de I+D a largo plazo apoyará el avance de la industria sostenible de la bioenergía. Para esto se calcula que la inversión pública y privada que necesitaría Europa en los próximos 10 años sería de 9000 millones de euros. Para 2020, la Comisión Europea considera que la contribución de las diferentes formas de bioenergía sostenible podría ser de 14 % con más de 200,000 puestos de trabajo locales. (COM, 2009a)

Asimismo, la Alianza para la Investigación en el Sector Energético (EERA), se encarga de la cooperación entre los centros de investigación en los Estados miembros a través de una visión colectiva del impulso a programas conjuntos entre las universidades y otros núcleos institucionales del conocimiento. La alianza ha puesto en práctica programas conjuntos para el desarrollo de tecnologías limpias en el marco del plan EETE y vinculados al sector industrial. Se considera que la

Alianza podría ampliar sus actividades para gestionar una inversión pública y comunitaria de 5000 millones de Euros durante los próximos 10 años. De forma paralela, las Comunidades de Conocimiento e Innovación (CCI) trabajan para la aplicación empresarial de la innovación tecnológica en materia de energía sostenible, y en adaptación y mitigación del cambio climático propuestas por el Instituto Europeo de Tecnología IET. (COM, 2009a)

La Comisión Europea considera además que la inversión en I+D+I tiene que pasar de los actuales 3000 a los 8000 millones anuales para conseguir la efectividad de los proyectos en el marco del plan EETE, lo que significaría un aumento de hasta 50,000 millones de euros de inversión adicional privada y pública en los siguientes 10 años. El 70 % de la financiación para la investigación en energía no nuclear ha sido privada frente a un 30 % de la financiación pública. Asimismo, el 80 % de la inversión pública en financiación para la investigación en este campo ha sido nacional, mientras que el 20 % ha sido financiación comunitaria. El aumento de la financiación comunitaria dependería del interés de los Estados miembros en cofinanciar el programa EETE a través de una programación conjunta, donde los Estados miembros cooperen pensando en aquellas tecnologías que más les pueden convenir de acuerdo a su matriz energética, recursos y explotación potencial. (COM, 2009a)

La Comisión Europea deja claro que el enfoque del riesgo por el que atraviesan las diferentes formas de energías bajas en carbono debe ser compartido por los diferentes actores del mercado tanto públicos como privados. Así, cuando más grandes sean las incertidumbres tecnológicas, serán necesarias mayores ayudas y subvenciones del sector público. Cuando el riesgo de mercado se origine por las imperfecciones propias de su funcionamiento, también se justificará la ayuda Estatal y la regulación. Sin embargo, ante la inexistencia de estos tipos de riesgo, los actores del sector privado deberán gestionar el riesgo con sus propios medios. Las autoridades públicas deberán establecer los incentivos adecuados para que la inversión en tecnologías bajas en carbono se realice, si es necesario, a través de la financiación pública para su desarrollo.

-Los biocarburantes y los programas marco de I+D+I de la UE

Los programas marco para la investigación son el principal instrumento a nivel de la UE que se dedica específicamente a impulsar la investigación y desarrollo. Tiene como principales objetivos fortalecer la base tecnológica de la industria europea y elevar su competitividad internacional a través del apoyo financiero a los proyectos que se desarrollen en el marco de las principales políticas de la UE. Los programas de biocarburantes, como parte de la política de promoción de las energías renovables en la UE, también se han beneficiado de este tipo de ayudas.

-El sexto programa marco para la investigación FP6

A través de la decisión Nº 1513/2002/CE del Parlamento y del Consejo Europeo, se establece el sexto programa marco para la investigación y desarrollo tecnológico. El FP6 es un programa marco de la Comunidad Europea cuyo fin es impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la demostración de proyectos relacionados con sectores estratégicos de la UE como el sector energético, industrial o medioambiental. Su objetivo general es fortalecer las bases científicas y tecnológicas de la industria y afianzar su competitividad internacional, mientras se promueven actividades de investigación en apoyo de los principales objetivos políticos de la UE. Entre los principales objetivos del FP6 se

encuentra el incremento de las energías renovables y dentro de estas el impulso de la investigación en desarrollo de combustibles alternativos en el sector del transporte rodado⁷⁹⁵

Durante el periodo 2002-2006 el presupuesto del sexto programa marco para la investigación contó con 17,5 billones de euros. Alrededor de 68 millones de euros fueron destinados para ayudas en la investigación para el desarrollo de biocarburantes de segunda generación obtenidos principalmente de material de celulosa y lignocelulosa. Además, se promovió la investigación en nuevas tecnologías para la generación de electricidad con biomasa y la integración de la cadena de valor de los biocarburantes a través de las biorrefinerías. Las ayudas también se utilizaron para enfrentar las barreras de mercado que obstaculizan la implementación comercial de los proyectos. Una serie de proyectos en el área del desarrollo de los biocarburantes fueron aprobados con un coste total de 89,1 millones de euros, estando la participación financiera de la Comisión Europea alrededor de los 48,8 millones de euros. (European Commission, 2011a)

Tabla IV– 11: Panorama de los proyectos en I+D+I financiados por la UE para desarrollar e implementar biocarburantes en el marco del FP6.

Programa	Proyecto	Descripción	Coste Total	Financiamiento UE
Sexto programa Marco Para La Investigación Y El Desarrollo Tecnológico FP6	RENEW	Energías renovables para sistemas de propulsión	€ 16.300000	€ 8.230000
	FLEXFUEL	Demostración de plantas flexibles para bioetanol	€ 12.750000	€ 3.740000
	NILE	Mejoras en Bioetanol de lignocelulosa	€1 2.460000	€ 7.520000
	BIOSYNERGY	Desarrollo de biorrefinerías para competitividad del uso de biomasa de 2da generación	€ 13.420000	€ 7.000000
	SOLVSAFE	Avance en la seguridad de solventes para procesamiento ecológico industrial	€ 9.890000	€ 5.700000
	BIO-ETOH	Eficiencia energética y económica para la obtención de bioetanol a través del uso de tecnologías de membrana	€ 6.840000	€ 1.710000
	BIOFUELTP	Secretaría de la plataforma tecnológica de biocarburantes	€ 650360	€ 490360
	BIOPRO	Nuevas tecnologías para biocarburantes de bajo octanaje usado en biorrefinerías	€ 3.630000	€ 2.170000
	GREASOLINE	Tecnología de conversión de grasas residuales en combustibles líquidos de alta calidad	€ 2.000000	€ 1.040000
	ERA-NET BIOENERGY	Red de investigación en la costo-efectividad de la bioenergía	€ 2.650000	€ 2.650000
	NOE-BIOENERGY	Superación de barreras técnicas y económicas de la Bioenergía	€ 8.050000	€ 8.050000
Total			€ 88.640209	€ 48.300360

Fuente: Elaboración propia a partir de informes publicados por la Comisión Europea sobre el FP6, ver (European Commission, 2011a)

–El séptimo programa marco para la investigación

⁷⁹⁵ Ver: *Decision N° 1513/2002/EC of the European Parliament and of the Council, Concerning the sixth framework programme of the EC for research technological development and demonstration activities, contributing to the creation of the European research Area and to Innovation (2002-2006).*

El séptimo programa marco para el desarrollo tecnológico y las actividades de demostración cubre actualmente el periodo 2007 a 2013 con un presupuesto de 50 billones de euros para cofinanciar y subsidiar la investigación, desarrollo y demostración de proyectos potencialmente competitivos. A diferencia de los fondos estructurales, no están asignados con carácter regional o nacional, sino a través de un procedimiento de adjudicación de carácter competitivo.

De los 50 billones que dispone el FP7, 32 billones de euros son destinados para la cooperación en proyectos de investigación. Además, el FP7 contribuye con un máximo de 1 Billón para la Co-financiación del riesgo de las instalaciones, la misma cantidad con la que participa el Banco Europeo de Inversiones. En los que respecta a los proyectos individuales, se trata en general de una cofinanciación, porque la Comisión Europea no obtiene servicios de investigación y desarrollo a cambio del pago de un precio. Se trata de subsidiar proyectos y contribuir a reducir los costes totales de los mismos para las empresas.⁷⁹⁶

Los reembolsos para la investigación y el desarrollo tecnológico son del 50% de los costes elegibles y pueden llegar hasta el 75% para ciertas entidades, como organizaciones para la investigación, instituciones públicas sin ánimo de lucro, PYMES, universidades etc. En el caso de los reembolsos para los proyectos de demostración la tasa cubriría el 50% de los costes elegibles. Para otras actividades como el “*networking*”, los consorcios de gestión, difusión, coordinación o capacitación, el reembolso puede llegar al 100% de los costes elegibles.

Tabla IV– 12: Panorama de los proyectos en I+D+I financiados por la UE para desarrollar e implementar biocarburantes en el marco del FP7.

Programa	Proyecto	País	Descripción	Costo	Financiamiento UE
Séptimo Programa Marco	Súper Metanol	Países Bajos	Reutilización de metanol de glicerina para biodiesel	€ 3.000.000	€ 2.090.000
	FIBREETOH	Finlandia	Bioetanol de fibras de papel reciclado de desperdicios.	€ 16.260.000	€ 8.650.000
	Bioref-Integ	Países bajos	Integración de programas de biorrefinerías en la industria.	€ 1.450.000	€ 995082
	2NDVEGOIL	Alemania	2da generación con aceites vegetales	€ 3.480.000	€ 2.180.000
	AQUAFUELS	Bélgica	2da generación algas y biomasa acuática	€ 869001	€ 747.152
	SUNLIBB	Reino Unido	Biocarburantes sostenibles mejoras en las biorrefinerías	€ 4.610.000	€ 3.420.000
	PROENTHANOL2G	Portugal	Mejora de eficiencia para la biorrefinerías de bioetanol 2G	€2.510.000	€ 980000
	BIOTOP	Alemania	Maximizar sinergias entre el sector de biocarburantes de la UE y Latinoamérica	€1.290.000	€ 986562
	BIOWALK4BIOFUELS	Italia	2da G biocarburantes de algas y bio-desperdicios	€3.970.000	€ 2.900.000

⁷⁹⁶ A diferencia del programa Maria Curie que financia el 100% de la Investigación, la contribución del FP7 combina el reembolso de los costes elegibles con una tasa plana de intereses, así como una escala de costes y pagos únicos. Ver: (European Commission, 2011b)

Para La Investigación y El Desarrollo Tecnológico FP7	HYPE	Finlandia	Mejora de la eficiencia en bio-procesos para obtener etanol de lignocelulosa.	€5.430.000	€ 3.660.000
	BIODME	Suecia	Biocombustible para el transporte de DME de biomasa	€ 28.260.000	€ 8.200.000
	BIOLYFE	Italia	2da G para la obtención de bioetanol por hidrólisis y fermentación de lignocelulosa.	€ 15.650.000	€ 8.600.000
	KACELLE	Dinamarca	Demostración Industrial para producción de 2da G bioetanol	€ 16.160.000	€ 9.100.000
	CANEBIOFUEL	Dinamarca	Conversión de caña de azúcar en bioetanol	€2.490.000	€ 1.660.000
	BIOREMA	Países Bajos	Mejora de la estandarización de los biocarburantes	€ 626883	€ 626883
	DIBANET	Irlanda	Biocarburantes de residuos de la UE y Latino América	€ 4.280.000	€ 3.730.000
	GLYFINERY	Dinamarca	Producción de biocarburantes líquidos, bioenergía y químicos.	€4.970.000	€ 3.750.000
	BIOFUELSTP	Alemania	Plataforma tecnológica para los biocarburantes	€ 974800	€ 463065
	BIOMAP	Grecia	Cartografía y diseminación de proyectos de biocarburantes	€ 765430	€ 538782
	BABETANOL	Francia	Nuevos insumos y procesos de para bioetanol de lignocelulosa	€4.390.000	€ 3.170.000
	ECODIÉSEL	España	Mejora de eficiencia de producción sostenible de FAME	€8.990.000	€ 4.970.000
	OPTFUEL	Alemania	Demostración y optimización de Biocarburantes líquidos por gasificación de biomasa	€ 8.990.000	€ 4.970.000
	INTEUSAL	Reino Unido	Biodiesel obtenido de micro-algas	€8.320.000	€ 5.000.000
	BIOFAT	España	2da G de Bioetanol y biodiesel obtenidos de algas.	€10.440.000	€ 7.350.000
	LED	España	Demostración en el uso de material de lignocelulosa para obtener bioetanol	€10.470.000	€ 8.630.000
	SUSTOIL	Reino Unido	Biorrefinerías integradas en la producción de aceite.	€1.180.000	€ 992197
	SUPRA-BIO	Reino Unido	Biocarburantes 2da G y otros productos de biomasa en biorrefinerías integradas.	€18.890.000	€ 12.600.000
	GREENSYNGAS	Suecia	Desarrollo dispositivos para producir Gas verde sintético	€4.090.000	€2.720.000
	Total				€ 192.806.113

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos obtenidos de (European Commission, 2011b)

-El programa marco para la competitividad y la innovación

El Programa marco para la Competitividad y la Innovación (CIP) tiene como objetivo fortalecer la competitividad de las Empresas Europeas, principalmente las PYMES, abriendo el acceso a la financiación y a servicios de ayuda en las regiones. El CIP cuenta con un presupuesto de 3,6 billones de euros para el periodo 2007-2010. Como el PF7 el CIP no establece asignaciones regionales o nacionales, y requiere que las empresas demuestren el valor añadido de los beneficios del proyecto a nivel europeo durante un proceso competitivo de evaluación de las propuestas. En el marco del CIP se estructuran unas líneas específicas de financiamiento independiente. Dentro de esta se encuentra el Programa para la Energía Inteligente en Europa IEE, el cual se enfoca en el fomento de la eficiencia energética y en el uso racional de las fuentes de energía, promoviendo con este fin el desarrollo de las fuentes renovables de energía y la diversificación de fuentes energéticas, especialmente para el sector del transporte rodado. El programa trata de mejorar las condiciones en el mercado de las energías alternativas, aprovechando las ventajas en la explotación de energías renovables y el ahorro energético. Con este fin el programa trata de subvencionar proyectos piloto, promocionar y financiar la creación de capacidades de producción, apoyar el desarrollo y difusión del conocimiento aplicado, de habilidades y de métodos; fomentar las mejoras necesarias en el mercado mediante políticas adecuadas para su funcionamiento eficiente, así como el aprovisionamiento de información educación y capacitación. (European Commission, 2011b)

Tabla IV 13: Panorama de los Proyectos de I+D+I en materia de biocarburantes financiados por la UE bajo el Programa para la Energía Inteligente en Europa.

Programa	Proyecto	Descripción	Coste total	Financiamiento UE
Programa Para la Energía Inteligente en Europa	ADORE IT	Fomento de adquisición de flotas de vehículos flexibles para aumentar la demanda de biocarburantes	€ 822724	75 %
	BIOGRACE	El objetivo es armonizar los cálculos de las emisiones de GHG de lo biocarburantes	€ 1.187.289	75 %
	BIONIC	Desarrollo de estrategias de redes para la producción y uso de biocarburantes.	€ 1.406.284	50 %
	BIOSIRE	Tiene como objetivo diversificar el consumo de combustibles en el transporte rodado hacia el biodiesel y la propulsión eléctrica	€ 1.685.020	75 %
	BIOMOTION	El objetivo es incrementar el uso , el conocimiento y la aprobación del aceite vegetal , biodiesel, biogás , bioetanol y BTL	€ 986.418	50 %
	COMPRO	Busca crear un consorcio internacional de autoridades locales para la compra de vehículos de transporte público que consuman combustibles limpios	€ 1.593.594	50 %
	CARBON LABELLING	El proyecto promueve el biodiesel, los lubricantes de baja viscosidad, y servicios de transporte bajos en emisiones de CO ₂ .	€ 808726	50 %
	CROSSBORDER BIOENERGY	Ayudar a las PYMES a evaluar los mercados para realizar inversiones en varios sectores del mercado de la bioenergía y biocarburantes para transporte.	€ 865690	75 %
	BIO-NETT	Desarrollo de redes locales en la cadena de suministro entre productores de biocarburantes y usuarios del sector público	€ 1.148.305	50 %
	BIODIENET	Fomentar la producción local de biodiesel a pequeña escala por medio del uso de aceites reciclados de cocina.	€ 1.564.359	50 %
ELOBIO	El objetivo es reducir la brecha de información con para mejorar la calidad de la políticas y los impactos indirectos que estas pueden tener en	€ 1.040.383	50 %	

	otros mercados.		
Euroobserver	Monitorea y analiza el progreso del sector de las RES incluido el de los biocarburantes.	€ 908990	50 %
PROCURA	Contribuye al objetivo de reemplazar el 20% de motores de ignición con petróleo o derivados superando barreras para el uso de AFVs.	€ 1.748.546	49 %
PROBIO	Fortalecer la integración de la producción y el consumo de biodiesel, a través de iniciativas de mercado, actividades de promoción y capacitación	€ 965121	49 %
PRO-BIODIESEL	Superar las berreras no tecnológicas para una utilización a escala total del biodiesel en Europa.	€ 772244	50 %
BIODIESEL CHAINS	Promover las condiciones favorables para la toma de decisiones en el mercado de biodiesel.	€759995	50 %
STARBUS	Busca facilitar la introducción al mercado de nuevas tecnologías y nuevos combustibles para los autobuses urbanos.	€ 1.407.194	50 %
REFUEL	Analiza las opciones menos costosas del uso de biocarburantes y recomienda acciones a los actores del mercado y las autoridades	€ 1.836.570	50 %
SUGRE	Busca fortalecer la adquisición de vehículos que consuman combustibles alternativos a través de flotas cautivas.	€ 2.580.588	50 %
E-TREAM	Promover la capacitación de las agencias de energía en combustibles alternativos	€ 1.476.461	50 %
Total		€ 25. 564.481	€ 13. 895.244

Fuente: Elaboración propia a partir de información obtenida de (European Commission, 2011c)

IV.2.3.5. Las ayudas estatales para la promoción de los biocarburantes en los países Miembros

Como hemos mencionado, las ayudas Estatales para fomentar algún eslabón de la cadena de valor los biocarburantes, son una excepción a las reglas generales para las ayudas en el marco del mercado común, y se permiten en tanto estén vinculadas a los grande objetivos de política común de la UE, como la seguridad energética, la política de cambio climático, el desarrollo rural etc. En este contexto, las ayudas estatales que reciben los distintos operadores de la cadena de valor de los biocarburantes han sido de muy variadas formas e intensidades. En este punto, daremos un panorama general de las ayudas que se ha venido aplicando al sector sin el apoyo directo de las instituciones comunitarias de la UE.

Actualmente, una serie de subsidios y de ayudas a la inversión son instrumentos utilizados en muchos Estados miembros con la finalidad de impulsar el despegue de la industria de biocarburantes a diferentes escalas de producción. En este sentido, las ayudas a la inversión también pueden ser otorgadas para financiar la demostración comercial de los proyectos. Generalmente las ayudas representan un cierto porcentaje de los costes de inversión en que incurre el operador. La definición de los costes elegibles puede variar no solo entre los mismos Estados miembros, sino también dentro de los propios subniveles de gobierno en que se aplican las subvenciones. Asimismo, las instituciones encargadas de otorgar las ayudas pueden variar significativamente, conformando un amplio espectro de agencias gubernamentales, regionales o locales. Así tenemos que en países como, Alemania, Irlanda, Portugal o España las ayudas a la inversión de capital para la producción de biocarburantes se han dado en el marco de programas de promoción de las energías renovables; en el caso de Austria, el Reino Unido Estonia o Lituania las subvenciones se dan en el marco de programas para el desarrollo rural; en el caso de Alemania, Polonia, Bélgica o Republica Checa a

través de las agencias medioambientales o el Ministerio de agricultura; y en países como Grecia, Dinamarca o los Países Bajos, son las agencias de apoyo a la competitividad y al desarrollo de tecnologías los organismos públicos encargados de otorgar las subvenciones. En la Tabla IV-14 podemos observar algunas de las ayudas vinculadas al desarrollo de la producción.

Tabla IV 14: Panorama de las ayudas a la inversión para la producción de biocarburantes que han sido aplicadas en los Estados Miembros de la UE

País	Medidas
Austria	Desde 2007 Austria estableció su nuevo "Programa para el desarrollo rural" hasta el año 2013 cuyo objetivo principal es el apoyo a los agricultores. La medida permite subvenciones a la inversión en instalaciones de producción de biocarburantes, en tanto que la propiedad de las instalaciones sea mayoritariamente de agricultores. Actualmente se establecen ayudas a la inversión para instalaciones piloto o de demostración de nuevas o de mejoras tecnológicas, así como a proyectos para probar la idoneidad de componentes innovadores de los sistemas para la producción a gran escala. Entre otras inversiones elegibles se encuentran las energías renovables para el transporte. Iniciativa del Ministerio de agricultura a través de la Estrategia austríaca para la Energía (2010:73)
Alemania	A través del Ministerio de del Medioambiente se establece un programa para incrementar la cuota de biocarburantes en el transporte. El programa cubre subsidios en proyectos de Investigación y desarrollo, proyectos piloto y proyectos de demostración. Las ayudas a la inversión se otorgan hasta por un 50 % de los costes elegibles hasta diciembre del 2012. Desde 2005 se establece un programa de apoyo a los proyectos de demostración de uso de energías renovables, mediante subvenciones a la operación o a la inversión. Las subvenciones son otorgadas directamente como ayudas a la inversión a los operadores de las plantas de demostración.
Bélgica	Desde 1992, el "Programa de deducción fiscal para las inversiones respetuosas con el medioambiente" establece subsidios a la inversión de capital de hasta el 13,5 % de los costos para las Industrias que inviertan en proyectos favorables al medioambiente. Las ayudas podrán llegar a 25,5 % de los costes elegibles en el caso de empresas que presenten proyectos de innovación tecnológica. Entre las medidas más relevantes están las ayudas conferidas a una gran planta de Bioetanol en Walonia, los premios para la instalación de infraestructura para la producción de energías renovables y las inversiones en la agricultura aplicada al sector agrícola y horticultor. Además en La región de Flandes se establecen diferentes planes de ayudas para los agricultores que produzcan agro-energéticos para producir biocarburantes. Las inversiones "ecológicas" reciben un premio del 35 % de para las PIMES y de 25 % para grandes compañías.
Chipre	El "Programa para la conservación energética y el desarrollo de energías renovables" incluye medidas de apoyo a la producción de biocarburantes. Estos subsidios pueden llegar hasta el 40 % de los costos elegibles hasta un máximo de €690,000 por planta.
Dinamarca	Luego de cofinanciar la planta de demostración de biocarburantes de segunda generación en Bornholm en el mar Báltico, Dinamarca ha venido subsidiando el desarrollo de proyectos de gran escala en tecnología de segunda generación de biocarburantes. Para esto, asigna un fondo especial a las empresas privadas principalmente para cubrir los costes de capital de nuevos proyectos de demostración. En enero del 2010 llegó a 26,8 millones de euros
España	Hasta 1999 funcionaba el "Plan para la eficiencia y el ahorro energético" que incluía entre sus propósitos ayudas para la producción de biocarburantes, cubriendo estas ayudas el 30 % de los costos elegibles. Posteriormente, mediante el "Plan para la promoción de energías renovables" se destinaban fondos públicos para la financiación de la producción de biocarburantes a unos intereses por debajo del valor de mercado. Esta financiación podía cubrir hasta el 70 % de la inversión en activos de capital destinados a la producción de energías renovables. Actualmente el "Programa nacional de apoyo al desarrollo tecnológico" tiene como objetivo fomentar el desarrollo tecnológico de los biocarburantes de segunda generación así como las biorrefinerías para el período 2011-2020.
Estonia	El "Plan nacional de desarrollo para los negocios" busca fortalecer la competitividad de las empresas existentes por medio de la promoción de nuevas empresas, mediante subvenciones de hasta €3628 por proyecto, entre los que se hayan aquellos destinados a la producción de biocarburantes
Finlandia	Se pueden aplicar subvenciones a través del Ministerio de Comercio e Industria para la inversión en proyectos de demostración destinados a la producción de biocarburantes.
Grecia	El "Programa operacional para la competitividad" de 2000 provee ayudas a las inversiones beneficiosas con el medioambiente, consistentes en una subvención de hasta el 40 % de los costes en el caso de energías renovables y combustibles derivados de la biomasa.

Irlanda	El "Programa para la Energía sostenible" ofrece cubrir en el caso del biodiesel el 10 % de los costes de capital para plantas con capacidades de entre 15 y 25 millones de litros por año. Para plantas de menos de 10 millones de litros por año el subsidio cubre hasta el 25 % de los costes. A las plantas de Bioetanol con capacidades de entre 15 y 25 millones de litros por año se le otorga una ayuda que cubra hasta el 10 % del coste de capital.
Letonia	Financiado por el Banco Europeo de Inversiones, El "programa para la infraestructura y operación de servicios" subvenciona proyectos de reconversión del consumo energético hacia combustibles menos contaminantes del medioambiente. Asimismo se aplican subvenciones para operadores registrados en Letonia que desarrollen tecnologías de reducción de gases de efecto invernadero.
Lituania	Subsidio a los inputs para la producción de biocarburantes. El Lituania se aplican ayudas para cubrir parte del precio del aceite de colza usado para la producción de biodiesel (RME o REE) y parte del precio de las semillas de colza, así como de parte del precio de adquisición de granos y cereales usados para la producción de etanol deshidratado, en la forma de reembolsos a los gastos de inversión en estos insumos. En el caso del RME o del REE 46€/ tonelada de semillas de colza y en el caso del etanol deshidratado 33€/tonelada de granos y cereales. (Orden N° 3D-417/2009, Biodegalų gamybos plėtrai finansavimo taisyklės)
Países Bajos	El "Programa IBB" implementado por la "Agentschap NL" adscrita al Ministerio de Transporte, otorgaba subsidios para proyectos que desarrollaran métodos y procesos para la innovación de los biocarburantes en el sector del transporte. Asimismo el gobierno holandés ha destinado 60 millones de euros para incentivar el desarrollo de biocarburantes innovadores que eleven las mejoras en la reducción de emisiones de CO ₂ . Desde 2008 se inicia el "Programa de Estaciones de Abastecimiento de Combustible Alternativas <i>Brandstoffen (TAB)</i> ", que tiene por objetivo extender la red de Estaciones de Combustible que ofrezcan altas mezclas de biocarburantes tales como E85, B30 entre otros. Se trata de un plan de licitaciones abiertas por un periodo específico. Los proyectos que son elegidos reciben subsidios sobre los costes elegibles de la inversión, de acuerdo a la envergadura del proyecto y al biocombustible del que se trate.
Polonia	El "Fondo nacional para la protección ambiental y manejo del agua" así como diferentes fondos a nivel provincial, distrital o municipal son utilizados para subsidiar el uso de fuentes renovables de energía. Además el "Fondo Ecológico" y el proyecto de largo plazo para la promoción de biocarburantes y otras energías renovables también establecen ayudas a la inversión que van del 15 % al 60 % en plantas y proyectos de biocarburantes. Asimismo, bajo el Programa de desarrollo rural 2007-2013, se otorgan ayudas a la inversión para la producción de bio-componentes que se usen en mezclas con combustibles fósiles. Desde 2010 se conceden ayudas financieras a la producción de biocarburantes, en el marco del programa operacional para infraestructura y medioambiente. Los proyectos incluyen biocarburantes de primera y segunda generación. Adicionalmente el "Programa operacional para la Innovación económica" otorga entre 8 y 40 millones PLN por proyecto que incluyan entre otros fines el desarrollo y comercialización de biocarburantes.
Portugal	Desde 2001 Bajo el "Programa de medidas de ayudas para el uso racional y potencial de la energía" se incentivaba la diversificación energética en todos los sectores. En el sector transporte se posibilitaba hasta el 40 % de los costos de inversión en plantas de biocarburantes.
Reino Unido	"La Agencia para la asistencia selectiva regional" es un programa que busca el desarrollo regional y el incremento del empleo, a través del fomento de la inversión privada. Desde 2005 ha financiado la instalación y el funcionamiento de plantas de biodiesel como " <i>Argent Energy Limited</i> " por medio de subvenciones de los costos de inversión y con un límite de hasta 8 millones de libras. Asimismo, El "Programa de desarrollo rural para Inglaterra" otorga subvenciones para desarrollar proyectos a pequeña escala en tecnologías para energías renovables en el campo tales como la producción de agro-energéticos. Además, la "Agencia para el desarrollo regional del noreste" otorga subvenciones para la inversión (como en el caso de <i>Biofuels Corporation PLC</i> de alrededor del 2 millones de libras). Desde 2005 el Reino Unido ha aumentado significativamente el presupuesto para subvencionar la producción doméstica de biocarburantes. Además de estas ayudas el Reino Unido viene otorgando desde 2009 ayudas para el desarrollo, cambios tecnológico y para fomento de la capacidad de instalación de biocarburantes avanzados.
República Checa	En 2001 Se establecieron reducciones de precios en la compra de materia prima cultivada en tierras de retirada. La intervención estaba basada en la compra de las semillas de colza a los agricultores y su posterior venta a los productores de biodiesel en un precio menor que el precio de mercado, con el objetivo de mantener el precio final de biodiesel a un 90 % del diésel fósil (con un límite de hasta 100,000 toneladas, siendo de 230,000 toneladas desde 2002).
Suecia	En Suecia se han otorgado ayudas a la inversión por el monto de 80,5 millones de euros en vehículos que consumen biocarburantes, así como para estaciones de reabastecimiento que ofrezcan combustibles alternativos. Asimismo, se establecen subvenciones a los distribuidores al por menor de combustible para la inversión en bombas de etanol. A través de la Ordenanza (2007/481) sobre el apoyo a medidas de desarrollo rural, se otorgan subvenciones a la inversión en producción de bosques "energéticos" en las tierras de cultivo. Finalmente también se aplican ayudas estatales para financiación de proyectos en energías renovables en el programa Sueco para el desarrollo rural.

Fuentes: Elaboración propia a partir de Reportes de progreso de los estados Miembros bajo la directiva 2003/30/CE, Planes de acción de Los Estados Miembros bajo la directiva 2009/28/CE, Eurobserv'ER (2013) y (EBB, 2013).

En el caso de los subsidios directos ligados a un nivel de producción determinada de biocarburantes, cabe mencionar que en general no han sido muy comunes dentro de los sistemas de promoción utilizados por los Estados Miembros de la UE. Estos instrumentos consisten en pagos directos que realiza el Estado miembro con la finalidad de cubrir el coste de producción de los operadores económicos, vinculados a una cuota de producción. En general están asociados a cantidades topes que tienen como finalidad contribuir al cumplimiento de los objetivos comunitarios de consumo de biocarburantes en el mercado del transporte rodado, aunque cabe mencionar que no siempre se han logrado las cuotas de producción previstas. Entre los países que han adoptado estas medidas tenemos a Polonia, la República Checa, Letonia y Lituania.

Tabla IV–15: Subvenciones directas sujetas a cuotas de producción

País	Año	Tipo de ayuda
Letonia	2002	Se establece una ayuda directa a los productores de hasta €96/1000 litros de bioetanol y de €117/1000 litros de biodiesel (2004)
	2008	Con la Regulación N°280/2008 se otorgan subsidios directos para una cuota mínima de producción anual de biocarburantes. (vig.)
Lituania	2001	Se establece ayudas a la producción de etanol consistente en pagos de 30,38 €/ tonelada de etanol y de €42,24/ 1000 litros de Ester metílico de aceite de colza (RME) (2004)
Polonia	2007	Bajo el programa de desarrollo rural 2007-2013, las ayudas para la inversión en producción de insumos agro-energéticos toman la forma de devolución de parte de los costes elegibles de producción (19 %). (2014)
Republica Checa	2000	Se establece un subsidio de €0,41/ litro para las producción de ETBE y MTBE en pantas piloto de biocarburantes. Se establece un subsidio directo consistente en (€0,10)/Litro de alcohol fermentado deshidratado. (2001)
	2004	Se establecen ayudas directas a los productores autorizados de RME consistente en €257/1000 litros RME sujeto a un tope de producción 100,000 toneladas. (2006)
	2005	Continuación con los subsidios directos a los productores de Biodiesel de Colza por la que se establecen subsidios no reembolsables de hasta €232/por tonelada de RME, con un tope de hasta 125,000 toneladas en 2006. (2007)

Fuentes: elaboración propia a partir de Reportes de progreso de los Estados Miembros bajo la directiva 2003/30/CE, Planes de acción de Los Estados Miembros bajo la directiva 2009/28/CE, Eurobserv'ER (2013), y EBB (2013).

Las ayudas también han estado enfocadas en expandir el consumo de biocarburantes. Respecto de las ayudas para incentivar la demanda de biocarburantes, diferentes a los mecanismos fiscales analizados líneas arriba, algunos Estados Miembros han venido tratando de apoyar el desarrollo de la infraestructura necesaria para incentivar la demanda de altas mezclas de biocarburantes, mediante gastos directos y otros instrumentos. No muchos Estados Miembros han implementado este tipo de medidas. Esto puede deberse a que en general las mezclas de bajas proporciones de biocarburantes con combustibles fósiles no requieren nuevas redes de distribución o nuevas flotas de vehículos para su inserción en el mercado, sino que pueden utilizar la estructura preexistente de la cadena de valor de los derivados del petróleo (petróleo diésel y la gasolina), así como los automóviles con motores de combustión interna compatibles con las mezclas menores.

Aunque gran parte de los incentivos a la demanda apuntan a incrementar el consumo de mezclas menores, esta clase de medidas de apoyo a la demanda de biocarburantes están enfocadas principalmente al desarrollo de nuevas infraestructuras orientadas a activar la precaria demanda de altas mezclas de biocarburantes como E85, B30 y/o B100, facilitar la adquisición de vehículos de

consumo flexible de carburantes (FFVs) u otros capaces de consumir biocarburantes en altas proporciones, así como para la transformación de las flotas de vehículos de transporte público (institucional) con el fin de elevar el consumo oficial de biocarburantes y difundir a mayor escala los beneficios del consumo de altas mezclas. Junto a los instrumentos de carácter fiscal para promover la demanda, el objetivo final de estos instrumentos es claramente incrementar de forma sustancial el consumo total de biocarburantes, mediante la transformación gradual de la infraestructura que condiciona el consumo en el mercado de carburantes para el transporte.

Países como Francia o el Reino Unido han venido ofreciendo subvenciones o amortizaciones de capital como medidas para incentivar la inversión en estaciones de abastecimiento que pongan a disposición estaciones de servicio de altas mezclas de biocarburantes, así como de biocarburantes puros. En el caso paradigmático de Suecia, se aplicaba una regulación que obligaba a las estaciones a abastecer el mercado con combustibles renovables. Se trata de una obligación que aunque no se trata de una ayuda estatal tiene el mismo propósito, modificar los eslabones de la cadena de valor que hagan posible el consumo minorista de altas mezclas de biocarburantes.

Tabla IV– 16: Panorama de las ayudas para incentivar la demanda en algunos Estados Miembros

País	Medidas	País
Ayudas a la adquisición de Vehículos Flexibles y de biocarburantes	Programa austriaco para la administración del transporte. Instrumento financiero de aplicación gradual (hasta 2020) para el repoblamiento del parque automotriz con vehículos de baja intensidad en emisiones, en flotas y vehículos particulares y oficiales (a nivel federal y estatal), así como a propietarios privados individuales.	Austria
	Ayudas a las inversiones para la reducción de emisiones en el transporte que incluyen la conversión de los sistemas de transporte a sistemas de abastecimiento de carburantes con bajos o neutras emisiones de CO ₂ ; conversión de vehículos y flotas, a la instalación de tanques para carburantes alternativos, entre otros. (2007) Ley austríaca de ayudas al medioambiente (UFG).	
	Ayudas a la inversión en la construcción o conversión de tanques para carburantes alternativos (E85, aceite vegetal). El objetivo de las ayudas es incentivar la inversión en infraestructuras de abastecimiento públicas de gasolina para incrementar la oferta de carburantes alternativos. (2010) Ley austríaca de ayudas al medioambiente (UFG).	
	Ayudas a las inversiones para la transformación de flotas, para la conversión de los sistemas de transporte, sistemas logísticos, sistemas de distribución y aprovisionamiento de biocarburantes, entre otras; con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte turístico. Iniciativa del Ministerio de agricultura a través de la Estrategia austríaca para la Energía (2010:73)	
	Ayudas a la inversión para la reconversión medioambientalmente más sostenible de sistemas de transporte, de sistemas logísticos, reconversión de flotas, abastecimiento de carburantes renovables entre otras medidas enfocadas en reducir las emisiones de gases y partículas contaminantes, en el transporte público. Iniciativa del Ministerio de agricultura a través de la Estrategia austríaca para la Energía (2010:73)	
	Ayudas a la inversión en negocios para la conversión e sistemas de transporte, sistemas logísticos y de aprovisionamiento y distribución de carburantes renovables y alternativos. Iniciativa del Ministerio de agricultura a través de la Estrategia austríaca para la Energía (2010:73)	
	Para favorecer la adquisición de FFVs capaces de utilizar E85, en la ley de Hacienda del 2006 se estableció una exención total del impuesto a los vehículos comerciales, además de un periodo de amortización de 12 meses para los costos de adquisición, una reducción del 50 % de los impuestos que gravan el registro y una reducción del IVA. Asimismo se subvenciona la experimentación de las autoridades locales con vehículos del transporte no público que usen mezclas altas de biodiesel.	Francia
La adquisición de FFVs en Chipre se fomenta mediante un programa de apoyo que ofrece subsidios al capital sobre los costes elegibles de un máximo de 1200 euros tanto para los vehículos híbridos nuevos, como para FFVs de propulsión dual.	Chipre	
En Suecia, los propietarios de vehículos FFVs reciben incentivos en forma de reducciones en los costes de adquisición, parqueo libre y liberación de tasas que gravan		

	la congestión vehicular. Además se establecía hasta 2009 un premio de casi 1000 euros anuales para los propietarios de vehículos poco contaminantes, que ha sido reemplazado por una exención de 5 años al impuesto vehicular.	Suecia
	En el presupuesto Irlandés del 2006 se introdujo un reducción del 50 % del impuesto que grava el registro vehicular para los FFVs, como complemento a la introducción del programa de producción de los biocarburantes. En 2008 los incentivos fueron establecidos sobre los impuestos a las emisiones de CO ₂ y a través de una liberación del impuesto que grava el registro vehicular de hasta 2500 euros.	Irlanda
	En Polonia los vehículos que usan biocarburantes se encuentran exentos del pago de parqueos. Medida que se aplica por un periodo proporcional al total del biocombustible consumido en el transporte rodado.	Polonia
Ayudas para Las Estaciones de Abastecimiento	En el Reino Unido, el "Programa de Ayudas para la Infraestructura de Reabastecimiento de Combustibles Alternativos para el transporte Rodado", otorga subsidios de hasta el 30 % de los costos elegibles para invertir en estaciones que abastezcan de bioetanol, biogás, gas natural, hidrógeno y electricidad a vehículos usados en el transporte rodado. El biodiesel no se ha incluido porque se expende usando la infraestructura para combustibles fósiles, sin generar mayores costos.	Reino Unido
	En Francia La ley de Hacienda ha creado una partida para subsidiar las inversiones en estaciones y depósitos que expendan y almacenen biocarburantes líquidos. Por medio de la "Carta para el desarrollo de la cadena de Super-Etanol E85", los productores y distribuidores de bioetanol, se comprometieron a suministrar E85 en 700 estaciones para fines de 2007. Hasta 2009 han sido 320 las estaciones que han venido expendiendo este biocombustible. El B30 está autorizado para flotas cautivas.	Francia
	A pesar que no se trata de un subsidio o ayuda para la demanda de biocarburantes cabe mencionar que el 2006 el gobierno Sueco estableció una obligación de ofrecer hasta un 60 % de combustibles renovables sobre las estaciones de abastecimiento de combustibles fósiles.	Suecia
Consumo de biocarburantes en el sector Público	En Austria se inició tempranamente el uso de FAME en los buses de Graz. Actualmente la totalidad de la flota que constituye el transporte público de Graz usa biodiesel obtenido del procesamiento y reciclaje de aceites de cocina.	Austria
	En Bélgica La ley de los biocarburantes de 2006 establece una exención del impuesto selectivo a los combustibles a las flotas de transporte público regionales que contengan altas mezclas de biocarburantes.	Bélgica
	En Chipre se han establecido procedimientos de adquisiciones de biocarburantes para el abastecimiento de la flota de vehículos utilizada por el sector gubernamental a través de contratos de suministro.	Chipre
	En Polonia el gobierno obliga a todos sus departamentos a reemplazar gradualmente sus vehículos de transporte con otros que soporten altas mezclas de biocarburantes como campaña verde del sector público.	Polonia
	En Suecia los vehículos adquiridos para el sector público deben ser vehículos limpios entre los que se encuentran los que consumen biocarburantes. Entre 2007 y 2009, el 85 % de los automóviles de pasajeros alquilados o comprados por el gobierno eran vehículos limpios. Desde 2009 todo el sector todo el sector público menos los vehículos de emergencias eran vehículos limpios.	Suecia
	En Irlanda la "Política para el Viaje Inteligente" establece la obligación de cambio gradual de la flota transporte público hacia fuentes y vehículos sostenibles por un periodo de 12 años hasta el 2020.	Irlanda
Propaganda	El gobierno de Polonia ha establecido una obligación en todas las entidades del sector público de etiquetar todos los vehículos transporte que usen biocarburantes como vehículos "verdes".	Polonia
	En Rumanía se ha preparado una campaña pública de información y difusión acerca de las ventajas en el uso de combustibles obtenidos de fuentes de energías renovables, a través de la televisión, radio, folletos, etc.	Rumanía

Fuentes: Reportes de los Estados Miembros bajo la directiva 2009/28CE y Reportes de progreso de los estados miembros bajo la directiva 2003/30/EC.

Por otro lado hay países como Chipre o Irlanda que vienen promoviendo el incremento del stock de vehículos flexibles con alta capacidad de consumo de biocarburantes a través de subvenciones directas, reducciones fiscales o reducciones de tasas de congestión y parqueo como en el caso de Suecia. En países como Austria, Polonia Chipre, Irlanda y Suecia se han establecido políticas de

transformación del parque automotor en sus transportes públicos un alcance mayor o menor según la envergadura de las medidas adoptadas. La mayoría de estos países promueve la demanda de biocarburantes a través de las compras del Estado, o mediante incentivos fiscales a las empresas que operan en el transporte público como en el caso de Bélgica. Por último países como Rumanía o Polonia, han establecido políticas institucionales de difusión de las bondades del uso de los biocarburantes por medio de la propaganda en los medios de comunicación masiva o de la identificación de carácter público de las energías renovables, con el fin de sensibilizar a la demanda hacia un cambio en el consumo de combustibles fósiles y vehículos contaminantes.

IV.2.4. Instrumentos que afectan el mercado internacional de biocarburantes

El comercio internacional de biocarburantes, aunque poco desarrollado, ha venido creciendo a lo largo de los años como hemos podido observar en el capítulo primero. Aun cuando los beneficios del intercambio libre de productos energéticos alternativos se encuentre justificado desde el punto de vista de la coste-eficiencia de las políticas medioambientales y energéticas; en general los instrumentos que se ha venido utilizando para regular el mercado, tanto en el caso del mercado estadounidense o el mercado europeo, han estado bastante influenciados por la política comercial vinculada a los mercados agrícolas. La política comercial de la UE también ha sido utilizada para proteger la industria naciente de los biocarburantes en Europa, protegiendo estratégicamente su industria de la competencia de países con gran capacidad de exportación.

En el artículo 28, inciso 1 del Tratado de Lisboa se establece por un lado, la prohibición de establecer derechos de aduana sobre las importaciones o exportaciones entre los Estados miembros, y por otro lado se establece la adopción de tarifas comunes en sus relaciones comerciales con terceros países. Mediante este acuerdo el Consejo Europeo, a propuesta de la Comisión Europea fija los mismos impuestos sobre las importaciones de los bienes que desde terceros países buscan comercializarse dentro de las fronteras de la UE.

En el artículo 206 del título II, de la parte quinta, se establece que la Unión contribuirá con el desarrollo del comercio internacional, con la abolición de las restricciones y la reducción de las barreras económicas, así como barreras de cualquier otra naturaleza. Asimismo en el artículo 207, se establece que la política comercial común deberá basarse en principios uniformes especialmente cuando se trate de cambios en las tasas arancelarias, la conclusión de acuerdos comerciales y de tarifas relacionadas con el tráfico de bienes, los aspectos comerciales de la propiedad intelectual, de la inversión extranjera directa, de la uniformización en las medidas de liberalización de la política exportadora y de las medidas de protección del comercio en el caso de dumping o subsidios ilegales.⁷⁹⁷

Asimismo, la Regulación del Consejo (CE) 3285/94 establece las reglas comunes para las importaciones de bienes provenientes de terceros países en el espacio europeo, con excepción de

⁷⁹⁷ Ver: *European Union Lisbon Treaty*

los países miembros de la Commonwealth británica y ciertos países asiáticos como Corea, China Mongolia y Vietnam, cuyo intercambio comercial está cubierto por la regulación (CE) Nº519/94. La norma establece el principio de libertad para la importación de productos originarios de terceros países, sujeto a la posibilidad de aplicar medidas de salvaguardas. Estas salvaguardas serán aplicadas cuando los productos importados a la Unión Europea, debido a la gran cantidad, o a las condiciones de las importaciones, causen serios daños a los productores de la UE. Estas medidas son acumulativas con un límite establecido en las normas de la OMC y no son justificación legal para el incumplimiento de las obligaciones provenientes de otros tratados internacionales especiales pactados entre la Unión y terceros países.

El régimen común para las importaciones también busca establecer un sistema para la administración cuantitativa de las cuotas, basado en el principio de uniformidad de la política comercial común y el respeto de la libertad de movimiento de bienes. Esta regulación no aplica a los productos agrícolas enumerados en el anexo I del tratado. El comercio internacional de los productos agrícolas depende de otros objetivos de la política comunitaria, en el marco de los acuerdos internacionales para el comercio agrícola. En el artículo 38 del TFUE se establece que la Unión deberá definir e implementar una política común para la agricultura y la pesca. El mercado interno se extenderá a la agricultura, pesca y comercio en productos agrícolas. La operación y desarrollo del mercado interno para los productos agrícolas debe estar acompañada por el establecimiento de una Política Agraria Común (PAC). Esta PAC tendrá entre otros objetivos: estabilizar los mercados, asegurar el estándar de vida de los agricultores, incrementar la productividad y el desarrollo racional de la producción, así como asegurar una óptima utilización del empleo. En relación con los biocarburantes la regulación se aplicará dependiendo de si las diferentes clases de biocarburantes son definidos por ejemplo, como productos agrícolas, derivados de la agricultura o como productos industriales.

IV.2.4.1. Los biocarburantes y la política comercial de la UE

La política comercial relacionada a los biocarburantes ha tenido distintos enfoques, que han ido cambiando de forma conjunta a la evolución del sector, distinguiéndose principalmente en razón del desarrollo de alguna tecnología y producto, y siempre con el objetivo de favorecer principalmente a los productores de la estados Miembros. Ajustar el modelo regulatorio para reducir los riesgos de la competencia externa, como en el caso de la política comercial de EEUU, era una forma de concentrar los beneficios de la políticas de diversificación energética en la industria local, y en consecuencia incentivar la inversión privada. Reducir la dependencia en las importaciones de petróleo para depender de las importaciones de biocarburantes, no era parte de la estrategia europea para el sector, pero tampoco un aislamiento comercial en materia de suministro de carburantes renovables para el transporte.

Para el Parlamento Europeo la política comercial de la UE aplicada a los biocarburantes debe estar enfocada en reducir la dependencia en las importaciones de productos energéticos. Entiende que la Unión Europea no podría adoptar un enfoque autárquico en materia de suministro; sin embargo las políticas deben diseñarse apuntando hacia el fomento de la producción doméstica. (European Parliament, 2006a)

Asimismo la Comisión Europea en el Plan de Acción para la Biomasa del 2005, considera que a pesar del nivel de desarrollo de la producción en Europa, cerrar el comercio internacional de biocarburantes no solo dificultaría alcanzar diferentes objetivos en el ámbito de la energía y el medioambiente, sino que sería complicado enfrentar las restricciones legales debido a los compromisos en el marco de la OMC y los tratados comerciales vigentes con terceros países. Considera además, que medidas proteccionistas de tal naturaleza presionarían al alza los precios de las materias primas tanto de productos alimentarios como de los insumos usados para la producción de biocarburantes, afectando el mercado interno. También se perdería la capacidad de presión a la baja sobre los precios de los combustibles fósiles, viéndose afectados los países en vías de desarrollo que ya producen biocarburantes. (COM, 2005a)

A diferencia del enfoque adoptado por el Parlamento Europeo, la Comisión Europea propone adoptar un enfoque balanceado que tenga en consideración tanto la producción doméstica de biocarburantes y de materias primas como las importaciones. La regulación de las importaciones a través de acuerdos, multilaterales, regionales, bilaterales y mediante medidas unilaterales deben considerar el papel que juegan las importaciones de biocarburantes en la consecución de los objetivos trazados en el consumo energético de sector del transporte rodado y en relación con el crecimiento, el empleo la sostenibilidad y la competitividad de la industria doméstica. (COM, 2005a)

Dado el creciente aumento de la demanda de biocarburantes, la Comisión considera que para satisfacer las expectativas de los productores domésticos y de los socios comerciales de la UE, es necesario fomentar el desarrollo de la producción doméstica en la UE y al mismo tiempo aumentar las oportunidades para las importaciones tanto de biocarburantes como de materias primas por medio de un enfoque balanceado del comercio de biocarburantes, principalmente en las negociaciones bilaterales y multilaterales con los principales países productores del mundo. En un escenario de gran apertura del comercio internacional las consecuencias para la industria de la UE dependerían del tipo de biocarburante del que se trate. (COM, 2006a)

En el caso de biodiesel se esperaba que el aceite vegetal importado pueda cubrir el 50 % del mercado de biodiesel. Asimismo la Industria de biodiesel de la UE continuaría manteniendo un alto nivel de producción y conservaría una alta cuota del mercado internacional, dado que los principales productores de biocarburantes del mundo se encuentran en la UE. Por lo tanto una gran apertura no afectará severamente las cuotas de mercado de los productores europeos en el mercado europeo de biodiesel. Por el contrario, las importaciones podrían impulsar la expansión de la producción, que se encuentra atada de alguna manera a la expansión de la producción de colza en el sector agrícola de la Unión. De esta manera, los beneficios derivados de las políticas de fomento de los biocarburantes favorecerían equitativamente tanto a los productores domésticos como a los exportadores de aceite vegetal de terceros países. (COM, 2005a)

En esta línea el Parlamento Europeo en su reporte "Hacia una Estrategia para la biomasa y los biocarburantes" del 2006, recomienda que entre las medidas que se deberían adoptar con el fin de mejorar las condiciones para el desarrollo del mercado del biodiesel, está el reajustar las barreras técnicas y los estándares con el fin del autorizar una amplia gama de aceites vegetales aptos para la producción de biodiesel dentro de la UE. (European Parliament, 2006a)

En el caso del Bioetanol las cosas han sido bastante diferentes. El Comité para el Comercio Internacional, en el marco de la estrategia para el desarrollo sostenible de la Unión, considera

necesario un aceptable nivel de importaciones de bioetanol (etanol carburante obtenido de biomasa). Sin embargo, dado que las medidas de promoción adoptadas en la UE para estimular la demanda de bioetanol se encuentran financiadas con el presupuesto de la comunidad y de los Estados miembros, las ventajas del comercio no deben recaer solamente en las importaciones de bioetanol, sino que deben promover necesariamente la producción doméstica. (European Parliament, 2006a) De esta manera El Comité señala que:

“Las condiciones de acceso al mercado para el bioetanol importado deben ser diseñadas de tal manera que permita el desarrollo de una industria autóctona europea”

Para el Consejo de la UE, las consecuencias de un amplio acceso al mercado de bioetanol pueden ser negativas, principalmente porque los agroenergéticos cultivados para la producción de bioetanol en la UE no pueden competir los precios de los biocarburantes producidos en países tropicales, ni tampoco con los bajos precios y calidad de sus materias primas. En consecuencia, se espera que en un escenario de amplia apertura comercial, la mayor parte del mercado doméstico sea cubierto con importaciones de bioetanol. Así, a pesar del bajo costo del bioetanol en el mercado internacional y de los beneficios en la reducción de gases de efecto invernadero, el impacto de una amplia apertura del comercio restringiría el desarrollo de la industria doméstica, retrotrayendo los beneficios en el desarrollo rural y de las ventajas de tener una nueva fuente de combustible producida domésticamente.

La Comisión Europea (2005) sostenía que una menor apertura sería beneficiosa inclusive para los terceros países exportadores. Los países en vías de desarrollo que exportan bioetanol, pueden verse afectados si es que la UE redirige todos los incentivos hacia la industria del biodiesel, perdiendo los mercados generados a partir de las políticas de promoción aplicadas al bioetanol. Asimismo, los efectos negativos sobre el medioambiente, como la deforestación causada por la expansión de los agroenergéticos para la producción de etanol carburante, son bastante probables ante una gran apertura del comercio, como ha sido el caso de la expansión de la producción de aceite vegetal en algunos países en vías de desarrollo. (COM, 2005a)

En este sentido, era muy importante para la Comisión Europea enfatizar la necesidad de excluir al bioetanol de las fórmulas de reducción tarifaria previstas en las negociaciones en la OMC, y promover el trato del bioetanol como producto sensible en las negociaciones para la liberalización de acceso de productos agrícolas, las cuales, con todos sus avances en liberalización de los mercados agrícolas, terminan siendo excepciones al GATT y permiten mayor protección en la frontera. Asimismo se debe de evitar que el bioetanol sea considerado como producto ambiental como sugieren algunos importantes productores en las negociaciones multilaterales del comercio, porque podría ser materia sujeta a reducción o remoción de derechos arancelarios, lo cual afectaría a los productores nacionales de la UE. (European Parliament, 2006a)

Sin embargo, la UE considera también que pesar de que podría ser agrónomicamente posible cultivar los agro-energéticos necesarios para alcanzar los objetivos de renovables en el transporte, la UE sostiene que al menos un 30 % de materias primas y de biocarburantes tendrán que ser importados para reducir las presiones de precios en los productos agrícolas en el mercado de la UE. (USDA, 2012b)

Tabla IV 17: Tarifas arancelarias aplicadas a los biocarburantes en la UE

Biocombustible	Código CN	descripción	Arancel
Biodiesel 1	3824 90 91 (hasta 31/12/2011)	Ácidos grasos provenientes de esteres mono alquílicos al 96,5 % o más esteres (FAMAE).	6,5 %
Biodiesel 2	3826001 (desde 1/1/2012)	FAMAE entre 96,5 y 100 %	6,5 %
Biodiesel 3	38260090	FAMAE por debajo de 96,5 %	6,5 %
Biodiesel 4	271020	B30 y mezclas menores	3,5 %
Similares Biodiesel	3824 90 97	Otros ácido grasos similares al FAMAE	6,5 %
Grasas transformadas	1516 20 98	Otras grasas animales o vegetales y aceites parcialmente hidrogenados, inter-esterificados, re-esterificados, no preparados completamente ni aptos para el consumo humano etc.	10,9 %
	1518 00 91	Grasas animales o vegetales y aceites, hervidas, deshidratadas oxidadas, deshidratadas, sulfurados, modificadas mediante procesos químicos, no comestibles etc. (excepto 1516)	7,7 %
	1518 00 99	Otras grasas de la clase 1518 no contempladas expresamente en el CN.	7,7 %
Aceites	2710 19 41	Aceites de petróleo obtenidos de minerales bituminosos no crudos, ni de desperdicios. Con un contenido de azufre no mayor de 0,05 % por peso.	3,5 %
	1507 10 10	Aceite crudo de soja para uso industrial	3,2 %
	1511 10 10	Aceite crudo de palma para uso industrial	0,0 %
	1514 11 10	Aceite crudo de colza para uso industrial	3,2 %
	1512 11 10	Aceite crudo de girasol para uso industrial	3,2 %
Etanol 1	2207 10 00	Alcohol sin desnaturalizar con grado igual o mayor a 80% por volumen.	19€/HL
Etanol 2	2207 20 00	Alcohol etílico desnaturalizado u otras bebidas espirituosas desnaturalizadas de cualquier grado	10€/HL

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos en TARIC y en la Regulación de la Comisión (EC) Nº 949/2009 que enmienda el anexo I de la regulación del Consejo (EEC) Nº 2658/87 sobre las tarifas y nomenclatura estadística, así como sobre Derechos Arancelarios Comunes

Además de lo señalado líneas arriba, es necesario mencionar que no existe ninguna nomenclatura específica tanto para el bioetanol como para los aceites vegetales destinados a ser usados como combustibles para el transporte rodado. Actualmente los códigos de nomenclatura combinada se utilizan para los productos importados, no reflejando la información acerca del uso final del producto. Las tarifas sobre el etanol han venido siendo las mismas desde 2007, pero dependiendo del nivel de mezcla con la gasolina, el etanol puede ser objeto de otros códigos. Asimismo, hasta enero del 2008 las importaciones biodiesel se comercializaban bajo el código 3824 90 98 para "otros químicos". Posteriormente se ha venido aplicando un nuevo código para el biodiesel "FAMAE" con un arancel del 6,5%, mientras que otras composiciones químicas del biodiesel son objeto de otros códigos diferentes.

En octubre del 2011, el Comité de Código de Aranceles de la UE aprobó una propuesta para clasificar el etanol y las mezclas de gasolina de un porcentaje no menor del 70 % como alcohol desnaturalizado bajo el código 2207 20 00. Desde entonces, a los exportadores de E90 a la UE se le aplicarán unos aranceles a las importaciones de € 10,20 por hectolitro, normalmente aplicado a las importaciones de etanol desnaturalizado. Previamente el etanol fue importado bajo el código 3824 correspondiente a los productos químicos, con unos derechos de importación del 6,5 %, una cantidad que se traduce en un € 102/m³, mucho mayor que los actuales derechos a la importación que alcanzan solamente los € 32/m³. (USDA, 2012b)

Como se puede observar en la tabla, las tarifas aplicadas en general al biodiesel son bastante más bajas que aquellas tarifas aplicadas al etanol. En el caso de los aranceles aplicados a las importaciones de biodiesel producido por compañías estadounidenses y canadienses, la UE aplica además derechos compensatorios y contramedidas antidumping. Desde marzo del 2009 la Comisión promulgó la regulación 193/2009 y la regulación 194/2009, conteniendo medidas provisionales antidumping, así como derechos compensatorios sobre las importaciones de biodiesel producido en EEUU que contengan 20 % o más de biocarburantes. Las regulaciones y los derechos entraron en vigencia en marzo del 2009, de manera provisional por 6 meses, después de lo cual se establecieron las medidas compensatorias y antidumping definitivas por un periodo de 5 años. Posteriormente, la Comisión Europea extendió las contramedidas y los derechos antidumping a todo el biodiesel producido en EEUU. Estas medidas se aplicaron de forma retroactiva a las mezclas iguales o menores al 20 % de biodiesel, y se extendieron hasta agosto del 2013, variando en un rango de € 213,8 y € 409, 2 por tonelada de biodiesel.⁷⁹⁸

Desde la aplicación de las medidas compensatorias y antidumping sobre las importaciones estadounidenses de biodiesel en marzo de 2009, las exportaciones han sido reemplazadas principalmente por biodiesel producido en Argentina e Indonesia. Sin embargo, se espera que las importaciones de biodiesel decrezcan como resultado de la aplicación del sistema conocido como la cuota española. Este sistema de protección, que sería bastante difícil de justificar ante la OMC, solamente permite utilizar el biodiesel producido en la UE para cumplir las obligaciones de uso de renovables en el transporte, y también para acceder a los beneficios de la política de promoción. (USDA, 2012b)

Posteriormente, se ha puesto en cuestión la política comercial del etanol, especialmente ante el crecimiento de las importaciones de E90. Estas importaciones se han incrementado tanto desde 2010, que la industria europea de etanol ha considerado que viene siendo objeto de dumping. La industria de etanol de la UE sostiene que está siendo afectada por las exportaciones de etanol de maíz estadounidense, que entran en el mercado de la UE a precios por debajo de los costes de producción internos, y acaparan gran parte del suministro doméstico del biocarburante. Esto ha llevado a requerir a la Comisión Europea una investigación sobre los subsidios y políticas de dumping en EEUU, con el fin de adoptar medidas legales contra las importaciones de EEUU y proteger a la industria europea. (USDA, 2012b)

Además las importaciones de biocarburantes se encuentran afectadas por barreras no arancelarias tales como estándares y criterios de sostenibilidad ambiental. Estas restricciones regulatorias, han sido bastante controvertidas desde el punto de vista de su consistencia con las normas internacionales en materia comercial y las disciplinas de la UE. Como requieren ser evaluados a lo largo de la cadena productiva del biocarburantes, representan un alto coste para los productores extranjeros, siendo esta clase de restricciones mucho más difíciles de superar por los productores de los países menos desarrollados.

⁷⁹⁸ Ver: Reglamento (CE) Nº 193/2009 de la Comisión, de 11 de Marzo, Por el que se establece un derecho antidumping sobre las importaciones de biodiesel originario de Estados Unidos de América, y Reglamento (CE) 194 /2009 de la Comisión, del 11 de Marzo, Por el que se establece un Derecho Compensatorio provisional sobre las importaciones de biodiesel originarias de Estados Unidos de América.

IV.2.4.1. Acuerdos preferenciales de la UE y comercio internacional de biocarburantes

Como los otros países materia del análisis, la UE forma parte de la Organización Mundial del Comercio y negocia los acuerdos comerciales con terceros países en nombre de los 27 estados Miembros. En este sentido la UE se rige también por las normas multilaterales que regulan el comercio internacional, y que finalmente buscan liberalizar el comercio de bienes industriales y agrícolas entre los que se encuentran los biocarburantes. Bajo unas condiciones de competencia equitativas, los terceros países y la UE negocian sobre la reducción progresiva de aranceles y barreras no arancelarias, que afectan la fluidez del comercio internacional de bienes.

En este contexto, el *“General Agreement on Tariffs and Trade”* (GATT) es en principio, el marco general aplicable a la importación y exportación de biocarburantes. Este tratado establece los principios generales de nación más favorecida, relacionado con la reducción e igualdad de trato arancelario; y de trato nacional, en relación con los impuestos y regulaciones aplicadas al interior de los estados, y que sustancialmente se basan en la proscripción del trato discriminatorio entre productos similares *“Likeproducts”* importados y nacionales. También este acuerdo multilateral establece el marco general para los derechos anti-dumping, los subsidios y las medidas de salvaguarda. Otro tratado específico para el ámbito de los productos agrícolas y que también afectan el comercio internacional de biocarburantes es el Acuerdo para la Agricultura. Este, como hemos señalado en la primera parte de este capítulo, establece de manera general la sustitución de las barreras al comercio por aranceles, así como compromisos de reducción de los subsidios al sector agrícola, que afecten el comercio y los precios de los productos, en el marco de un sistema de categorización y control cuantitativo de las subvenciones.

Aunque estas normas son de obligatorio cumplimiento, el GATT también permite establecer acuerdos preferenciales voluntarios, tal como se reconoce en el artículo XXIV.4. Sobre la base de este artículo, la Unión Europea ha establecido algunos acuerdos generalizados de aranceles preferenciales (AGTP), que han afectado el comercio internacional de biocarburantes, estableciendo acceso libre o reducciones de aranceles y cuotas a la importación de productos originarios de terceros países.

Tabla IV 18: Principales acuerdos preferenciales de comercio entre terceros países y la UE que afectan el comercio de biocarburantes.

AGTP	Contenido del Acuerdo	Beneficio arancelario	Nivel Imp. (€Millones)	Derechos perdidos (€Millones)
GSP Estándar	Brinda un acceso preferencial no recíproco al mercado de la UE, para contribuir a la reducción de la pobreza, el desarrollo sostenible y el buen gobierno a través de su participación en el comercio internacional.	Se aplican tarifas preferenciales a 176 países y territorios en vías de desarrollo, sobre alrededor de 6400 líneas tarifarias de bienes.	47,848	1,554
GSP+	Se establecen preferencias adicionales a países en vías de desarrollo “vulnerables”, como incentivo para la ratificación de instrumentos internacionales en materias de derechos humanos, laborales, desarrollo sostenible y buen gobierno.	Se aplican reducciones arancelarias adicionales para Armenia, Azerbaiyán, Bolivia, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador Georgia, Guatemala, Honduras, Mongolia, Nicaragua, Paraguay, Perú, Sri Lanka y Venezuela.	4,900	0,501

TMA “ Todo menos Armas” (EBA)	El programas “Todo menos Armas” se enfoca en facilitar el acceso al mercado de la UE de los todos los productos de países menos desarrollados excepto armas y municiones. (LDCs).	Establece acceso libre de cuotas y tarifas al mercado de la UE, a los 49 países que son considerados por la ONU los menos desarrollados.	4,302	0,505
Total			57,050	2,548

Fuente: Elaboración propias a partir de Regulación del Consejo (EC) N° 732/2008 y (European Commission, 2012b)

Los productos sobre los que recaen estos beneficios arancelarios pueden ser considerados sensibles o no sensibles. Las tarifas sobre los productos no sensibles pueden ser suspendidas durante el periodo de vigencia del programa, mientras que las tarifas sobre los productos considerados sensibles pueden disfrutar de una reducción arancelaria con el fin de asegurar una tasa que tenga en cuenta la protección de las correspondientes industrias comunitarias. Por ejemplo, el alcohol etílico no desnaturalizado de un grado de 80 % o mayor, o el alcohol desnaturalizado de cualquier grado, son clasificados por la UE como productos sensibles, por lo cual se les aplican aranceles reducidos. Mientras que por el contrario, al Aceite o grasas vegetales o animales necesarios para la producción de biodiesel, son considerados por la UE como productos no sensibles. Cabe mencionar que en este último caso la UE ha retirado los beneficios arancelarios que gozaban las exportaciones de Indonesia y Malasia por consideraciones medioambientales. En el caso de las semillas oleaginosas, aceite de soya, de maní, de colza y de girasol para uso industrial, la UE los considera productos sensibles, por lo tanto sujetos a reducción tarifaria. Cabe mencionar que los beneficios provenientes de los programas de tarifas preferenciales pueden ser objeto de reducciones graduales respecto de los países que llegan a un determinado nivel de desarrollo y de competitividad en algún sector específico (graduación), o para todos los productos (exclusión).

–Derechos Compensatorios y Antidumping

En relación con los derechos compensatorios, en el año 2008 la asociación de productores de biodiesel “*European Biodiesel Board*” (EBB) que agrupa a los principales productores europeos de biodiesel, interpuso un recurso ante la Comisión Europea para que esta introduzca medidas compensatorias al biodiesel producido en los EEUU. LA EBB consideraba que el biodiesel importado de los Estados Unidos tenía un impacto negativo en todo el mercado europeo. Las importaciones de biodiesel de EEUU afectaban a los productores a causa de las distorsiones en los precios, ocasionados principalmente por el alto nivel de subsidios aplicados en el sector de la producción de biodiesel estadounidense. De acuerdo con la EBB (2009), el biodiesel norteamericano se beneficiaba de al menos 30 tipos de subsidios tanto a nivel federal como a nivel estatal. Entre los principales subsidios federales se encuentran los créditos al impuesto al consumo de biocarburantes y a la renta; el programa de Bioenergía del departamento de Agricultura, que se aplicaban en paralelo a las exenciones fiscales, programas de ayuda directas a las producción y medidas de apoyo a la I+D+I aplicadas a nivel estatal.

El EBB sostenía que no hay restricciones mínimas en el porcentaje de mezclas requerido para acceder a los créditos fiscales. Esto significa que cualquier nivel de mezcla podría recibir un crédito fiscal de hasta 300 dólares por tonelada de combustible puesto en el mercado. Además de esto las políticas de promoción aplicadas al biodiesel no imponían límites a las exportaciones. La configuración final del programa de promoción estadounidense hacía que los productores americanos de biodiesel se beneficiaran doblemente: primero de los subsidios otorgados en los

Estados Unidos, y segundo que el mismo biodiesel se beneficiara de la liberación de impuestos al biodiesel en la Unión Europea.

Tabla IV 19: Importaciones de biodiesel de origen estadounidense ante de las medidas compensatorias y antidumping de la UE

	2004	2005	2006	2007	2008
Consumo Biodiesel UE Tons.	1.936.034	3.204.504	4.968.838	6.644.042	6.608.659
Índice 2005=100	60	100	155	207	206
Importaciones Biodiesel de E.E.U.U. Tons	2634	11.504	50.838	730.922	1.137.152
Índice 2005=100	23	100	442	6354	9885
Cuota de Mercado	0,1 %	0,4 %	1,0 %	11,0 %	17,2 %
Índice 2005=100	25	100	250	2750	4300
Precios €/Ton	463	575	600	596	616
Índice 2005=100	81	100	104	104	107

Fuente: Regulación del Consejo europeo Nº 598/2009 y Regulación de Consejo Europeo Nº 599/2009.

La Comisión Europea, luego de examinar el caso, adoptó dos contramedidas provisionales en marzo del 2009, con el fin de evitar el supuesto daño a la industria europea de biodiesel. Se abrieron dos procedimientos paralelos para investigar el nivel de subsidios que recibía el biodiesel que se vendía en el mercado de la UE. Por un lado, para determinar si los subsidios distorsionaban los precios del biodiesel importado a la UE y por lo tanto debían aplicarse derechos antidumping, y por otro lado para determinar si el daño causado a la industria europea merecía aplicar medidas compensatorias a las importaciones estadounidenses de biodiesel.

En julio del 2009 el Consejo adoptó la regulación 599/2009 que establecía medidas antidumping y compensatorias sobre el biodiesel fabricado en los Estado Unidos. Los derechos antidumping y compensatorios se han adoptado en todos los Estados miembros de la UE y se imponen sobre las importaciones de ácidos grasos de esteres mono alquílicos, y/o sobre diésel parafinado obtenido de síntesis y /o hidro-tratamiento, de origen no fósil, conocido comúnmente como "biodiesel". Se aplican al biodiesel puro o en mezclas que contengan estos compuestos en una proporción mayor al 20 %, que actualmente se clasifican con los códigos: ex 1516 20 98, ex 1518 00 91, ex 1518 00 99, ex 2710 19 41, ex 328 90 91, y ex 3824 90 97 y que sean productos originados en los Estados Unidos de América. Cuando se trate de mezclas, los derechos antidumping y compensatorias se aplican de forma proporcional al contenido de biodiesel en la mezcla.

Tabla IV 20: Derechos anti-dumping y compensatorios aplicables al biodiesel manufacturado por las compañías de origen estadounidense.

COD. TARIC	Compañía	Derechos Antidumping €/Ton	Derechos Compensatorios €/Ton
A933	Archer Daniels Midland Company , Decatur	237,0	68,6
A934	Cargill Inc. Wayzata	213,8	0,0

A935	Green Earth Fuels of Houston LLC, Houston	213,4	70,06
A936	Imperium Renewables Inc., Seattle	216,8	76,5
A937	Peter Cremer North America LP, Cincinnati	211,2	198,0
A938	Vilmar Overseas Limited, Houston	211,2	115,6
A939	World Energy Alternatives LLC, Boston	211,2	82,27
A940	85 Compañías productoras de Biodiesel	219,4	115,6
A941	AC& Inc. Nitro	219,4	172,2
	Biopur Inc. Bethlehem		
	Freedom Fuels LLC, Mason City		
	Integrity Biofuels, Morristown		
	Natural Biodiesel Plant LLC, Hayti		
	Piedmont Biofuels Industrial LLC, Pittsboro		
	Prairie Pride, Deerfield		
	Southeast Biodiesel LLC, Charlotte		
	Stepan Company, Northfield		
Yokaya Biofuels Inc, Ukiah			
A942	AG Processing Inc. , Omaha	237,4	115,6
	Menphis Biofuels, LLC Memphis		
	Scott Petroleum, Itta Bena		
A999	Todas las demás compañías domiciliadas en los E.E.U.U.	237.0	127,2

Fuente: Regulación del Consejo europeo Nº 598/2009, Regulación de Consejo Europeo 599/2009 y TARIC database.

Las medidas de la UE para proteger la industria de biocarburantes de productores del exterior más competitivos se ha incrementado desde entonces, extendiéndose, además de las importaciones de biodiesel y etanol carburante de EEUU, a otros grandes productores de biodiesel como Argentina o indonesia. En el Artículo 2(5) de la Regulación del Consejo (EC) Nº 1225/2009, se establecen medidas generales de protección contra las importaciones de países que no son miembros de la Unión Europea. Se establece que si los costos asociados con la producción y venta de los productos (biocarburantes) no se encuentran razonablemente reflejados en los documentos pertinentes, estos deberán ser ajustados o establecidos sobre la bases de los costos de otros productores o exportadores en el mismo país o donde tal información no estuviera disponible o no pueda ser utilizada, sobre una bases razonable que incluya la información de otros mercados representativos. Posteriormente, el Consejo Europeo ha establecido medidas concretas contra las importaciones de biodiesel de argentina e indonesia. Mediante regulación de Implementación del Congreso (UE) Nº 1194/2013, se establecían definitivamente derechos anti-dumping sobre las importaciones de biodiesel producido en Argentina e Indonesia.⁷⁹⁹

Esta política comercial frente a los biocarburantes producidos fuera de las fronteras comunitarias, desvela el enfoque doméstico de la política de la Unión Europea respecto de la seguridad de fuentes de energía para el transporte, y las subordinación de la diversificación de fuentes y la expansión del mercado global de productos energéticos medioambientalmente más sostenibles que los combustibles fósiles, al interés en el desarrollo de la industria nacional europea, así como a la concentración del desarrollo en la agricultura comunitaria de la UE.

–*Dispensaciones especiales para las importaciones de bioetanol*

⁷⁹⁹ Ver: Council Implementing Regulation (EU) No 1194/2013 of 19 November 2013 imposing a definitive anti-dumping duty and collecting definitively the provisional duty imposed on imports of biodiesel originating in Argentina and Indonesia y Council Regulation (EC) No. 1225/2009 on protection against dumped imports from countries not members of the European Community.

Como hemos observado en el análisis de la regulación, Suecia ha establecido desde hace algunos años un sistema obligatorio de oferta de combustibles renovables para todas las estaciones de abastecimiento de combustibles que vendan al menos 300 m³ de gasolina y/o diésel. Este sistema, a diferencia de los sistemas de otros Estados miembros que promocionan las altas mezclas como el E85 y el B100 mediante incentivos fiscales a la producción, obliga a los distribuidores y comercializadores a poner estas altas mezclas en el mercado, a la vez que incentiva la demanda a través de las ayudas a la adquisición y fabricación de vehículos híbridos, a la renovación de flotas oficiales, así como mediante compras estatales de vehículos que funcionan con biocarburantes.

Gran parte del E85 utilizado en las nuevas flotas de automóviles híbridos es producido con etanol no desnaturalizado hecho con caña de azúcar importada de Brasil. Para fines del 2009 alrededor de 2000 estaciones que ofrecían E85 estaban operativas y el porcentaje de automóviles híbridos alcanzaría aproximadamente el 35 % de las ventas de automóviles nuevos. Para lograr incrementar la oferta de etanol no desnaturalizado y seguir produciendo E85, Suecia tenía que importar el biocombustible como un producto químico y no como un producto agrícola sujeto a mayores tarifas de entrada en la UE. La Unión Europea otorgó una autorización temporal para procesamiento en la producción de E85, bajo control arancelario del etanol no desnaturalizado. La autorización ha sido renovada en los últimos años y su fundamento radica en que para mantener la competencia que hace el E85 a la gasolina en el mercado de transporte rodado de Suecia, se necesita de las importaciones de etanol no desnaturalizado. Por lo cual, las medidas que tengan por objetivo la diversificación de los combustibles en el sector del transporte rodado, así como el fomento de las fuentes de energías renovables y por tanto menos contaminantes, mediante el uso de productos importados, son congruentes con los objetivos reconocido por la UE en el ámbito de la energía y el medioambiente, en la medida que esto no afecte la competitividad de las industrias europeas. (European Commission, 2008)

IV.2.4.4. Barreras económicas al comercio internacional de cultivos energéticos

Como los biocarburantes los cultivos energéticos son también objeto de protección en la frontera, como parte de las medidas de protección de la PAC. De acuerdo con la regulación del Consejo Europeo (EC) N°1784/2003, sobre la organización del mercado común de cereales, para lograr los objetivos de la política agraria común se necesita estabilizar a los mercados y asegurar estándares de vida justos para los agricultores del sector de los cereales, por lo cual es necesario tomar medidas en el mercado interno principalmente a través de un sistema de intervención y un sistema común de importaciones y exportaciones.⁸⁰⁰

En el artículo 1 se establecen los productos que forman parte del programa de intervención para el mercado común de cereales en la UE y que serán objetos de comercio con terceros países. Entre estos se encuentran los cultivos energéticos para la producción de bioetanol como maíz, centeno, trigo, cebada, granos de sorgo, y otros cereales y granos aptos para su transformación en productos energéticos.

Respecto al mercado interno se establece un precio de intervención sobre los cereales de 101,31 euros por tonelada vendidos al por mayor antes de ser descargados. Estos precios estarán sujetos a

⁸⁰⁰ Ver: Regulación del Consejo Europeo (EC) 1784/2003, sobre la organización común del mercado de cereales.

incrementos mensuales predeterminados en la regulación, pero pueden ser modificados en razón de los desarrollos alcanzados en la producción y el mercado en particular, si en una o más regiones de la comunidad los precios caen por debajo del precio de intervención. A través de agencias designadas por los Estados miembros se comprará en común trigo, trigo duro, cebada, maíz y sorgo que hayan sido cosechados dentro de las fronteras de la comunidad sobre la base del precio de intervención. Las importaciones hechas a precios por debajo del nivel notificado a la comunidad por la OMC, "The Trigger Price", también serán sujetos de derechos arancelarios adicionales.⁸⁰¹

Las importaciones o exportaciones de cereales a la UE se realizarán a través de un procedimiento que requiere una licencia de exportación o importación para un periodo de tiempo preestablecido. Las tarifas aplicables a los cereales y otras materias primas para la producción de etanol carburante se establecen a través del sistema común de derechos arancelarios de la UE y son bastante más altas en comparación con las tarifas aplicadas a las semillas oleaginosas y otros aceites vegetales.

Tabla IV 21: Aranceles aplicados a los cultivos energéticos usados para la producción de bioetanol y biodiesel

Cultivo para:	Nombre	CN Código	Descripción	Tarifa NMF	Tarifas por cuotas OMC	
					Tarifa	Cuota
Biodiesel	Colza	1205 10 10	Semillas de colza abiertas o cerradas	libre	No aplica	No aplica
	Girasol	1206 00 10	Semillas de girasol abiertas o cerradas	libre	No aplica	No aplica
	Soja	1201 00 90	Semillas de soja abiertas o cerradas	libre	No aplica	No aplica
Bioetanol	Trigo	1001 90 99	Trigo de mediana y baja calidad distinto del trigo duro y de la escanda para siembra	€95/ton	12€/ton	2.989.240 toneladas
	Centeno	1002 00 00		€93/ton Tarifas variables	No aplica	No aplica
	Cebada	1003 00 90	Cebada diferente de semillas	€93/ton	16€/ton	306212 toneladas
	Maíz	1005 90 00	Maíz diferente de semillas híbridas, simples, dobles o triples.	€94/ton Tarifas variables	0€/ton	242074 toneladas
	Caña de azúcar	1212 99 20		46€/ton	No aplica	No aplica
	Remolacha azucarera	1212 91 80	Remolacha azucarera distinta de la seca o pulverizada	67€/ton	No aplica	No aplica
	Sorgo	1007 00 90	Sorgo en grano	94€/ton	No aplica	No aplica

Fuentes: Elaboración propia a partir de Comisión Europea (2009): Regulación de la Comisión (CE) Nº 948/2009.

En el caso del centeno y el maíz la regulación establece que los derechos arancelarios deberán ser iguales al precio de intervención válido para estos productos, incrementado en un 55 % e incluyendo los incrementos mensuales previstos, menos el precio de importación CIF aplicable. Un ejemplo de esta aplicación para el centeno y el maíz, se produjo cuando los precios de 2010 tuvieron aranceles específicos de 36,84 y 17,08 euros por tonelada. La crisis mundial de los cereales del 2007 llevó a

⁸⁰¹ Ver: Regulación del Consejo Europeo (EC) 1784/2003, sobre la organización común del mercado de cereales.

aplicar tarifas arancelarias de 0 euros sobre las importaciones de casi todos los tipos de cereales. La situación de escasez relativa, producto del alza de los precios en el mercado internacional tuvo como consecuencia la liberalización temporal del mercado de cereales para la UE, sin embargo una vez los precios iniciaron una tendencia decreciente y el mercado internacional se estabilizó, la Comisión para la Agricultura y el Desarrollo Rural restituyó los aranceles sobre las importaciones de cereales a los niveles establecidos por la regulación 1784/2003.

IV.2.4.5. Barreras técnicas al comercio internacional de biocarburantes: Los Criterios de Sostenibilidad en la Regulación de la UE

La preocupación de la Unión Europea con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los compromisos del protocolo de Kioto, ha tenido gran repercusión en el sector del transporte rodado, donde, como sabemos, hay menores alternativas de sustitución energética. Dado que éste representa alrededor del 30 % de las emisiones de dióxido de carbono, la necesidad de apoyar el desarrollo de combustibles alternativos más limpios constituía era el fundamento, tanto para el cumplimiento de tales objetivos medioambientales comunes en el sector del transporte, como el acicate que requería los biocarburantes para lograr el apoyo político necesario.

Con estos objetivos, la Comisión Europea sostenía que las ventajas medioambientales de los biocarburantes sobre los combustibles fósiles debían compararse a lo largo de toda la cadena de producción, es decir que el cálculo de los efectos sobre el medioambiente deberá realizarse sobre el impacto total de las diferentes etapas de producción, refinado y uso de los combustibles fósiles, frente al ciclo total de la cadena de valor de los biocarburantes. En este sentido, hay un balance positivo de los biocarburantes en comparación con los combustibles fósiles, aunque la diferencia en la reducción de emisiones de CO₂ dependerá de las prácticas agrícolas y del proceso de producción. Asimismo se reconoce que en este proceso pueden generarse otros tipos de impactos ambientales aparte de las emisiones de GEI, por lo cual es importante tener en cuenta la implementación de medidas para asegurar las prácticas sostenibles en la agricultura, así como las prácticas de forestación y reforestación. (COM, 2001b)

De acuerdo con el Parlamento Europeo (2006), el desarrollo del mercado de la bioenergía puede presentar externalidades negativas, y por lo tanto es necesario evitar el daño medioambiental derivado de la expansión de los biocarburantes. La sobreexplotación de la tierra para la producción de bioenergía podría conllevar serios daños medioambientales, como la pérdida de biodiversidad, la destrucción de los bosques y ecosistemas, la degradación del agua y de los suelos, entre otros desastres ecológicos. Riesgos que son especialmente graves en terceros países tropicales. Por ejemplo la expansión de las plantaciones de bosques artificiales para la producción de materia prima para ser usada en la producción de biocarburantes, podría destruir hábitats con alto valor biológico, como pantanos, prados húmedos, estepas seminaturales y poblaciones de maquis mediterráneos. Asimismo, su producción descontrolada puede eliminar las buenas prácticas agrícolas, como las rotaciones de cultivos pudiendo afectar no solo la producción alimentaria doméstica sino también la de terceros países. (COM, 2001b)

La importancia de que se logren beneficios medioambientales con la sustitución parcial de combustibles fósiles por biocarburantes era un objetivo que buscaba el establecimiento de medidas

que aseguraran que los biocarburantes produjeran una mejora en las emisiones de GEI y también que regulen la producción y el cultivo sostenible de los insumos agroenergéticos. (COM, 2001b)

Para el Consejo Europeo (2005), la producción de biocarburantes debe tener en cuenta los efectos en la producción alimentaria y en la prosperidad local, por lo que se debe fomentar el incremento de la productividad así como el uso de las tierras degradadas. Asimismo, a causa del incremento de la demanda internacional de biocarburantes, el impacto de la práctica agrícola de los monocultivos para la producción de insumos agroenergéticos puede llevar a la devastación de los bosques, así como producir efectos sociales intolerables especialmente en los países en desarrollo. En este sentido, se considera que la competitividad, producto del desarrollo del mercado internacional puede llevar a algunos países a realizar prácticas cuestionables tanto desde una perspectiva medioambiental como social, por lo que se hace necesaria una regulación que establezca unos estándares mínimos relacionados con el coste ambiental y social de la producción de los biocarburantes. (European Parliament, 2006a)

En relación con los biocarburantes tecnológicamente más avanzados, el Parlamento Europeo considera que además de evitar el potencial daño medioambiental, los estándares podrían incentivar el uso de materias primas que generen beneficios adicionales en comparación con los cultivos energéticos tradicionales usados para la producción de biocarburantes, con el fin de impulsar aún más la diversificación de material para su producción en el marco de las obligaciones comunitarias de los Estados miembros. De este modo, debe tenerse en cuenta el coste-beneficio del uso de biocarburantes tradicionales, en comparación con aquellos combustibles de segunda, tercera y cuarta generación, cuando se apliquen políticas para potenciar los beneficios medioambientales y económicos del uso de biocarburantes. (European Parliament, 2006a)

IV.2.4.5.2. La Certificación medioambiental y los biocarburantes

La certificación es un procedimiento por el cual una tercera parte informa que un determinado producto proceso o servicio es conforme con ciertos estándares. La certificación demuestra con mayor credibilidad, al comprador de un producto que los requerimientos o estándares se han cumplido, y constituye a su vez una forma de comunicación a lo largo de la cadena de producción. A pesar que la certificación es siempre llevada a cabo por una tercera parte que en teoría no tiene ningún interés en la relación económica entre el comprador y el proveedor, esto no garantiza automáticamente la imparcialidad o ausencia de conflictos de interés. Primero porque los estándares pueden haber sido implementados por cualquiera de la partes, lo cual reflejará los intereses propios de los agentes, tanto del productor, como del comprador en cada caso. Segundo, cuando los estándares son implementados por la misma entidad que se encarga de la Certificación, también pueden aparecer conflictos de intereses. En este último caso, los estándares podrían distorsionar la competencia, favoreciendo ciertos productos o métodos de producción por razones ideológicas o económicas. Finalmente otro conflicto de intereses puede surgir para determinar quién paga los costes de la certificación, como en el caso de las certificadoras privadas que compiten entre ellas, y podrían perder clientes si son demasiado estrictas en la aplicación de los estándares. (Dankers, 2003)

La certificación da como resultado la diferenciación de los productos al proveer la información de las características de estos. Dependiendo de la elasticidad que presenten ciertos productos en un

mercado determinado, el impacto de la certificación será mayor o menor y sus efectos recaerán tanto para la producción doméstica como para los productos importados. Además, por lo general la certificación se encuentra ligada a diferentes clases de incentivos fiscales, subvenciones directas o como precondition para que la producción cuente en el momento de evaluar el cumplimiento de ciertos objetivos políticos. En el caso de los biocarburantes, la certificación vinculada tanto a la sostenibilidad de su producción, como a la producción de los insumos agroenergéticos, puede ser promovida con el fin de lograr el cumplimiento de objetivos medioambientales y energéticos por lo que se convierte en un atributo esencial del biocombustible, más aun cuando estos productos se negocian en el mercado internacional. (Zarrilli, 2008)

Los criterios de certificación son diversos, pero por lo general buscan incentivar la reducción de GEI, preservar la biodiversidad, fomentar el uso sostenible de los suelos ante los cambios en la producción, promover la seguridad alimentaria, el bienestar social y la prosperidad local entre otros fines. Asimismo, las certificaciones de sostenibilidad incrementan significativamente el coste de los biocarburantes, lo que los convierte directamente en una barrera económica de acceso al mercado. La medida del coste estará en relación con el grado de rigor e inclusión de las medidas adoptadas en el sistema de certificación. Probablemente, los costes sean mayores para los países en vías de desarrollo que en los países industrializados, lo que reduce su competitividad en el mercado internacional, especialmente en el caso de los pequeños productores rurales. El coste de la certificación será mayor o menor en el caso de los pequeños y medianos productores, frente a los productores a gran escala, lo que reduciría las expectativas de acceso al mercado de la UE. (Zarrilli, 2008)

IV.2.4.5.3. La solución de la UE: La certificación de criterios de sostenibilidad ambiental

Las medidas para regular la producción sostenible de biocarburantes no fueron previstas en la Directiva CE 2003, que establecía los objetivos indicativos de producción. La evaluación del avance en el cumplimiento de las cuotas de los biocarburantes establecidos en la Directiva, anteriormente no sugería incorporar un sistema de certificación para el comercio de la bioenergía con el fin de que la producción de biocarburantes haya sido realizada con unos mínimos estándares de sostenibilidad independientemente de que se hayan producido dentro o fuera de las fronteras de la Unión Europea.

El Parlamento Europeo considera que, los beneficios de la certificación medioambiental en un creciente mercado internacional de biocarburantes, es fundamental para los objetivos de la UE, dado que el incremento sustancial de la demanda en el mercado mundial, por más y menos costosos insumos agroenergéticos, conlleva un serio riesgo medioambiental. Los incentivos económicos pueden fomentar las prácticas agrícolas insostenibles tales como la deforestación, o la destrucción de los ecosistemas y hábitats, y debido a esto es necesario un sistema de certificación obligatoria para estimular la sostenibilidad de la producción doméstica e internacional de la bioenergía. (European Parliament, 2006a)

Luego de que en la Comisión Europea propusiera un 10 % de biocarburantes como un objetivo obligatorio de mezcla para todos los Estados miembros, en el marco de una amplia política de promoción de las energías renovables que establecía un objetivo del 20% de renovables para el 2020, hubo críticas que consideraron tales objetivos como demasiado ambiciosos. El Reino Unido y

Los Países bajos cuestionaron estos objetivos, así como el balance positivo del uso de los biocarburantes a ese nivel, considerando que el 10% de mezcla podría tener efectos adversos de distinto grado e intensidad, tanto en el aspecto medioambiental como en el aspecto socio económico. Con motivo de estas preocupaciones, se realizó una consulta pública denominada “Reporte de progreso y Revisión de la Directiva de Biocarburantes”, en la que se examinó si era necesario un sistema de certificación para desincentivar el uso de biocarburantes que tengan pocas ventajas medioambientales en comparación con los combustibles fósiles, lo cual llevó a la conclusión de que debía promoverse solo el desarrollo de los biocarburantes que presenten el mejor balance medioambiental. (European Commission , 2007)

Asimismo, en la conferencia Internacional sobre los Biocarburantes organizada por la Dirección General para las Relaciones Internacionales de la UE en junio del 2007, los comisionados declararon que solamente los biocarburantes que se produzcan de manera sostenible podrían beneficiarse de las ayudas públicas tanto a nivel estatal como comunitario. Del mismo modo, el optimismo de la Dirección General para la Agricultura y el desarrollo rural en relación con el impacto del objetivo del 10 % de Biocarburantes sobre el sector agrícola no era compartido en otros ámbitos y organizaciones de la sociedad civil. Estos sostenían que un 10 % a nivel de la UE no podría ser logrado de una forma medioambiental y socialmente sostenible, que la presión sobre los precios de los alimentos sería intolerable y que además no había certeza de que todos los biocarburantes, todos los métodos de producción de estos y todas las materias primas produzcan los mismos balances positivos en relación con las emisiones de CO₂. (European Commission , 2007)

Estos argumentos dieron lugar a un debate que terminaría en el acuerdo base para establecer un objetivo general de 10 % de energías renovables en el transporte, ya no se hablaría únicamente de biocarburantes en el sector transporte rodado. Además se establecerían unos criterios de sostenibilidad ambiental que regularían la producción de biocarburantes incentivando la sostenibilidad a los largo de su cadena de valor.

IV.2.4.5.3.1. LOS CRITERIOS DE SOSTENIBILIDAD EN LA DIRECTIVA PARA EL FOMENTO DEL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES, DIRECTIVA 2009/287CE

Los acuerdos llevados a cabo sobre la revisión del avance logrado en materia de biocarburantes en el marco de la Directiva 2003/30/CEE, dieron lugar al establecimiento de un objetivo vinculante para todos los Estados miembros que consistía en el 10 % de energías renovables en el sector del transporte rodado. A pesar de esto, implícitamente se entendía que una de las fuentes renovables con mayor potencial para sustituir a los combustibles fósiles en el corto plazo serían los biocarburantes, y en menor medida a los coches eléctricos; mientras que se establecía una positiva prospectiva del desarrollo del hidrógeno en el largo plazo.

El artículo 17 de la Directiva 2009/28/CE, trata por igual a los procesos tecnológicos y materias primas agro-energéticas realizados dentro, como fuera de la Unión. Esta norma señala que independientemente de que las materias primas se hayan cultivado dentro o fuera del territorio de la Comunidad, la energía procedente de biocarburantes y biolíquidos se tendrá en cuenta para los siguientes fines:

- Para evaluar el cumplimiento de los requisitos de la presente Directiva en relación con los objetivos nacionales,

- Para evaluar el cumplimiento de las obligaciones de utilizar energías renovables,
- Para determinar la posibilidad de optar a una ayuda financiera al consumo de biocarburantes y biolíquidos.

Los biocarburantes deben cumplir los siguientes criterios para poder ser contabilizados para el cumplimiento de las cuotas y ser elegibles de beneficiarse de las políticas de promoción:

Los biocarburantes deberán presentar un nivel de reducción mínimo de emisiones de gases de efecto invernadero, establecido en el 35 %, con excepción de las instalaciones operativas desde el 23 de enero del 2008, a las que le será aplicable la normativa desde 1 de abril del 2013. Asimismo la reducción de GEI deberá ser como mínimo de 50 % desde el 1 de enero de 2017, y de 60 % a partir del 1 de enero del 2018, cuya producción haya comenzado a partir del 1 de enero de 2017.

El cálculo total de las emisiones de carbono deberá tener en cuenta la conversión del uso de los suelos para la producción de biocarburantes y biolíquidos, y seguirá los lineamientos del Panel Internacional de Cambio Climático de las Naciones Unidas, para informar a los agentes del mercado los estándares adoptados. Además se considera que los estados Miembros deberán promover los beneficios adicionales derivados de la diversificación de las materias primas hacia el uso de residuos, basura, material celulósico no alimentario, lignocelulosa, algas, tanto como de plantas sin riego cultivadas en áreas áridas, como medio para combatir la desertificación.⁸⁰²

Los biocarburantes y biolíquidos no se producirán con materias primas provenientes de tierras con alta biodiversidad como:

- Bosques primarios o de especies nativas
- Zonas designadas por la ley o autoridades pertinentes para la protección de la naturaleza
- Zonas designadas para la protección de especies o ecosistemas raros o en peligro, reconocidos por acuerdos internacionales.
- Prados y pastizales con rica biodiversidad
- Los biocarburantes y biolíquidos no se producirán a partir de materias primas procedentes de tierras con elevadas reservas de carbono, como:
 - Humedales
 - Zonas arboladas continuas
 - Tierras con una extensión superior a una hectárea, con árboles de una altura superior a 5 metros y con el 30 % de cobertura de las copas.

Los biocarburantes y biolíquidos tampoco podrán ser producidos a partir de materias primas que provengan de tierras que a enero del 2008 fueran turberas, a menos que no se hayan producido drenaje de estos suelos a causa del cultivo y la recolección de los insumos agroenergéticos. El cultivo de las materias primas utilizadas para producir biocarburantes y biolíquidos deberán cumplir con las normas previstas en el Reglamento (CE) nº 73/2009 del Consejo, que establece las disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa a los agricultores en el marco de la Política Agraria Común PAC. Asimismo la Comisión informara a los principales países productores sobre el

⁸⁰² Ver: "Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: "on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC".

impacto en la seguridad alimentaria, los derechos de uso de los suelos, y los derechos laborales reconocidos y ratificados en los principales instrumentos internacionales de la OIT. Asimismo se declarará si estos países han ratificado y aplicado los convenios internacionales para la protección de la biodiversidad de especies en peligro o el Protocolo de Bioseguridad de Cartagena. La lista de restricciones no es taxativa y deja una puerta abierta para identificar aquellos biocarburantes y biolíquidos que hayan sido obtenidos a través de procedimientos no sostenibles que no hayan sido previstos en la Directiva.⁸⁰³

No pocos académicos que estudian la regulación del Comercio Internacional en relación con las energías renovables, consideran que podría haber alguna inconsistencia en la regulación de los criterios de sostenibilidad de la directiva 2009 /28/CE, con los principios y normas de la OMC. La inconsistencia se daría en el caso de que el diseño e implementación de los criterios de sostenibilidad vulneren el principio de trato nacional, cuyo carácter no discriminatorio tiene efecto vinculante para los países miembros de la OMC. Bajo este principio los productos similares *"likeproducts"* importados de terceros países deben recibir el mismo trato que reciben los productos similares producidos domésticamente. La vulneración de este principio por la aplicación de los criterios de sostenibilidad radicaría en que siendo productos similares se les trate de manera discriminatoria con el fin de proteger la producción del mercado doméstico.⁸⁰⁴

Dado que la evaluación de los criterios de sostenibilidad determinará los beneficios fiscales y demás los incentivos económicos, este trato debe ser conforme a lo que el derecho del comercio internacional prevé para los productos similares importados. La determinación de la similitud entre productos es un tema controvertido que depende de la singularidad de la exigencia regulatoria en la frontera. En el caso de que las medidas requieran que los biocarburantes muestren un nivel mínimo de reducción de emisiones en su combustión, y los productos importados no cumplan estos requerimientos, está claro que no estaríamos ante el caso de productos similares y por tanto las medidas discriminatorias serían justificables ante las reglas del GATT.

Sin embargo, en el caso de que se exija el control ambiental en el país exportador, la objetividad para la determinación de la similitud de los productos es mucho más dudosa. Debido a que la jurisprudencia de la OMC no tiene claro si los métodos de producción deben tenerse en cuenta junto a las características físicas del producto para determinar la similitud entre dos productos, y por lo tanto, aplicar el principio de trato nacional o no aplicarlo en razón del análisis preliminar de similitud entre los productos. La llamada distinción entre producto y proceso fue muy cuestionada en el caso *"Tuna/Dolphin"*, cuya sentencia no permitía un trato diferente basado en los métodos de producción para determinar la similitud de dos productos sustitutos o competitivos. El Cuerpo de Apelación de la OMC, ha sido claro en que para determinar la similitud se tiene que tener en cuenta todos los factores relevantes, en un caso y contexto concreto y considerando toda la evidencia existente que pueda coadyuvar a la determinación de la similitud entre el producto importado y el nacional. (Howse, van Bork, & Hebebrand, 2006)

⁸⁰³ Ver: *"Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: "on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC"*.

⁸⁰⁴ Ver: (Quick & Lau, 2003) y (Assunção & Zhang, 2002)

En el caso de las condiciones que van más allá de las emisiones de carbono y que se sitúan en el terreno de la promoción de la agricultura sostenible en el país productor de los biocarburantes y/o de los cultivos energéticos, la coherencia con la regulación de la OMC tampoco resulta ser evidente. Las medidas que condicionen los beneficios del trato nacional a productos importados en razón de criterios de sostenibilidad como la competencia por el uso de las tierras para los cultivos alimentarios o medicinales, así como los efectos adversos en la biodiversidad y en la prosperidad económica, aunque se trate de mínimos internacionalmente aceptables, resultan más que discutibles bajo el prisma de la regulación de la OMC. (Ackrill & A., 2011)

La cuestión radica en cómo se puede valorar objetivamente la relación de un producto con una serie de criterios de sostenibilidad sin que se termine aplicando un juicio arbitrario sobre las sostenibilidad de políticas de producción de biocarburantes en un determinado país, sobre todo cuando se trata de países que puede presentar ventajas competitivas sobre los productores domésticos de la UE, es decir son más competitivos que los productores del país que establece las restricciones comerciales. En el caso de una disputa ante la OMC, es muy probable que el Adjudicador de la OMC considere similares ambos productos y que los criterios contravengan la normativa vinculante de la OMC en relación con el trato nacional. (House, Trebilcot, & Eliason, 2013)

IV.2.5. Regulación del mercado de biocarburantes en la UE: Análisis global y síntesis del modelo europeo de promoción.

En la UE, y a diferencia de los modelos regulatorios en Brasil y EEUU, no existe solamente un único sistema de fomento de biocarburantes, sino varios sistemas que coexisten dentro del marco común de reglas supranacionales, que regulan el mercado de biocarburantes en la Unión Europea. Las limitaciones de las instituciones comunitarias para regular directamente los mercados de energía vinculados a los hidrocarburos, así como las atribuciones competenciales en otras áreas estrechamente relacionadas con los mercados de carburantes y sus productos sustitutos, han sido factores determinantes en la evolución de los sistemas de promoción de biocarburantes que conforman el gran modelo europeo.

Muchos mecanismos de promoción del mercado de biocarburantes aplicadas en los Estados miembros, se han venido dando inclusive antes de que se determinen las principales medidas regulatorias a nivel de la UE, constituyendo en muchos casos sistemas paralelos, que se han ido reforzando mutuamente hasta alcanzar un desarrollo más homogéneo y coherente con las grandes políticas paneuropeas relacionadas con la energía, el medioambiente y la agricultura en la actualidad. Como tal la política de fomento de biocarburantes puede ser considerada como un elemento del proceso de integración político-económica de la UE, que responde de forma dinámica al contexto económico de los principales mercados involucrados en el ámbito de los biocarburantes, el mercado de productos energéticos para el transporte y el mercado agrícola.

En este sentido, la evolución de la Política Agraria Común de la UE ha tenido un peso muy importante en el desarrollo de la política de promoción de los biocarburantes. Los cambios institucionales promovidos tras la ronda de Uruguay en materia de comercio agrícola y su influencia en el inicio del proceso de reforma de la PAC, condicionaron las formas de las ayudas a la agricultura,

abriendo las puertas al uso energético de los cultivos alimentarios donde los Estados miembros de la UE presentaban sus mayores ventajas comparativas. Tras la reforma *Macshary* en 1992 se iniciaron las primeras medidas en favor del consumo de biocarburantes en Europa. La progresiva eliminación de instrumentos de apoyo a la agricultura que más distorsionaban los precios o la producción, afectaría la red de seguridad de los agricultores europeos, que serían compensados directa e indirectamente con una serie de medidas para el desarrollo de un nuevo mercado que expanda la demanda de sus productos, el mercado de biocarburantes. Incentivos al uso de tierras de retirada para la producción de cultivos energéticos, promovidos desde la PAC, y la aplicación de mecanismos fiscales para fomentar la demanda en el mercado de carburantes a nivel estatal, favorecieron el desarrollo del mercado durante los años 1990s. Desde entonces, las medidas a poyo al primer, como al segundo pilar de la PAC han favorecido el desarrollo del mercado de los biocarburantes a nivel de la UE. En este sentido la producción de biocarburantes en cada uno de los Estados miembros ha sido apoyada por la PAC.

En otras áreas de la política agro-energética, donde la Unión Europea tiene competencias más restringidas, los mecanismos de fomento han sido menos directos, dejando, en la mayoría de casos, un amplio nivel de discrecionalidad a los Estados Miembros, para establecer sus propios sistemas de fomento de biocarburantes en el transporte. Por ejemplo, en el caso de la fiscalidad de los hidrocarburos, el alcance de las medidas de nivel comunitario ha sido bastante limitado y poco coherente con la promoción de fuentes alternativas de energía para el transporte, generando pocas ventajas efectivas para expandir por si solo el consumo interno de biocarburantes. Esto también ha quedado reflejado en el caso de los objetivos de consumo mínimo de biocarburantes, que al ser solamente objetivos indicativos, demuestra la debilidad de las instituciones comunitarias para adoptar medidas más astringentes y de alto *"enforcement"* en materia de política energética para el transporte. En el caso de las ayudas estatales, el funcionamiento del sistema la evolución ha sido similar. La regulación comunitaria de las ayudas en favor del medioambiente ha servido para compatibilizar y dirigir las acciones concretas adoptadas por los Estados miembros en favor del desarrollo del sector de los biocarburantes, con otros objetivos de importancia supranacional, que en muchos casos puede estar contrapuestos, hablamos del mercado común, la reducción de emisiones y la lucha contra el cambio climático, o la seguridad energética, incluyendo la compatibilidad de las reglas para la política agrícola intracomunitaria.

Sin embargo, la gradual convergencia en el ámbito comunitario, de la política, medioambiental, energética y agrícola, ha impulsado el desarrollo concreto de estas "directrices" en el ámbito nacional de los Estados miembros. Pero ha sido la política agrícola, la que ha fomentado con mayor tenacidad el desarrollo del mercado, especialmente cuando los precios de los carburantes han estado a la baja, y los incentivos políticos en la expansión de la agricultura hacia los mercados energéticos, debilitados por los bajos costes de la energía. La convergencia de la política agrícola y energética tras la recuperación de la tendencia incremental de los precios del crudo a finales de los 1990s se afirmarían, materializándose en mayores atribuciones comunitarias para regular el sector y mayores medidas de expansión del mercado en los Estados miembros.

Aun cuando, los cambios en el modelo europeo de promoción de biocarburantes han estado influenciados en gran parte por el comportamiento de los mercados energéticos y la evolución de la PAC; las medidas tangibles de diversificación de fuentes energéticas para el transporte, han estado condicionadas por el propio proceso político de integración y adopción de decisiones a nivel

comunitario, en materia de política energética común. En el ínterin de este proceso de convergencia se han ido gestando los sistemas nacionales de promoción en los Estados miembros, lo cuales se han ido adaptando, tanto a la potencialidad de desarrollo de sus mercados, como a la evolución comunitaria de soporte político, generando un proceso de interacción dinámica, entre las medidas adoptadas a nivel estatal y las que influyen el mercado a nivel europeo.

Una característica de esta evolución ha sido el paso de uso de instrumentos económicos en la forma de incentivos fiscales, al uso de instrumentos de mandato y control, como principales mecanismos de fomento de la demanda de biocarburantes en el transporte. Esto significa que antes de que se adopten políticas concretas para la promoción de la demanda de biocarburantes a nivel comunitario, los Estados miembros ya incorporaban instrumentos económicos para expandir la demanda en sus mercados nacionales. Tras el inicio de la reforma de la PAC en 1992, en muchos Estados miembros se aplicaron medidas de este tipo, teniendo una considerable eficacia en la penetración inicial de los biocarburantes en el mercado el transporte, especialmente en los Estados miembros donde se aplica una mayor presión fiscal a los carburantes fósiles, como los países nórdicos y Alemania. No ha sido una fiscalidad energética promovida a nivel comunitario la que ha hecho despegar en sus albores a la industria de los biocarburantes en Europa, sino los incentivos fiscales aplicados en los Estados miembros. La alta presión fiscal promedio en los Estados miembros de la UE, promovidas por el desarrollo de la eco-tasas en diversos países, y las exenciones y reducciones fiscales a la sustitución energética de gasolina y diésel en el transporte, hicieron posible que el uso de biocarburantes redujera los costes para los productores y distribuidores de la industria del refino.

Este mecanismo fomentaría la demanda de biocarburantes en muchos países hasta la adopción de instrumentos más astringentes de mandato y control como el sistema de cuotas, que harían que el incremento de los costes de producción de los carburantes por los mandatos de uso mínimo, sean trasladados a los consumidores finales. En el proceso de adaptación de los sistemas de fomento, los mecanismos fiscales como principal instrumento de fomento de los biocarburantes serían ulteriormente reemplazados en muchos Estados miembros por instrumentos de mandato y control, principalmente para reducir el impacto de las políticas de promoción en los presupuestos nacionales, dado que el coste de los mandatos de mezcla o cuotas obligatorias de uso de biocarburantes, inciden en el consumidor final de las mezclas y no en los contribuyentes.

El establecimiento de objetivos indicativos de consumo de biocarburantes en el transporte sería un instrumento importante para la cohesión europea en materia de política agro-energética, marcando el camino de las políticas de diversificación de fuentes energéticas para el transporte, en los Estados miembros. Sin embargo, serían los Estados miembros los que adoptarían las medidas específicas para alcanzar esos objetivos indicativos, por lo que resulta ser un caso bastante diferente a los instrumentos de mandato y control utilizados en Brasil o EEUU, que tienen efectos directos sobre los operadores del mercado. A pesar de esto, la convergencia de intereses entre el sector agrícola y el sector energético en los países miembros, promovería la adopción de medidas capaces de alcanzar esos objetivos.

El desarrollo de la convergencia en materia de política energética a nivel comunitario, impulsado por los objetivos medioambientales y los cambios en materia de política agrícola común, permitiría adoptar medidas de mayor calado para la promoción de energías renovables a nivel comunitario,

especialmente en el sector del transporte donde la UE se caracteriza por una elevada dependencia en las importaciones de crudo. Sin embargo, los cuestionamientos socioeconómicos y medioambientales, así como sobre la propia capacidad de producción de la UE, ante un incremento sustancial de las obligaciones de uso de biocarburantes de primera generación, como mecanismo de enfrentar la dependencia energética en el sector del transporte, dieron lugar a un enfoque más diversificado de las políticas de sustitución de carburantes fósiles, donde los biocarburantes, compartirían el rol en el suministro doméstico de fuentes alternativas, con otros productos y fuentes de energía primaria y secundaria. Muchos consideran que estas medidas han podido debilitar el marco institucional de la política agro-energética de la UE y en este sentido reducir los incentivos a la expansión de las inversiones en el sector. No obstante, los biocarburantes de primera generación, continúan siendo los principales productos energéticos alternativos consumidos en el mercado del transporte europeo.

Aunque el modelo de promoción de biocarburantes vía incentivos fiscales, todavía sigue siendo utilizado en algunos de los principales promotores de los biocarburantes de la unión, como Suecia, en la mayoría de Estados miembros se han implementado sistemas de cuotas obligatorias o mandatos mínimos de mezclas, como el principal mecanismo en que se apoya el desarrollo de la demanda de biocarburantes. En general estos mecanismos de cuotas se aplican a mezclas de bajo porcentaje, las mismas que constituyen el grueso del consumo de biocarburantes en la UE. Los grandes países productores y consumidores de etanol y biodiesel, como Alemania y Francia, tienen sistemas de cuotas mínimas, aplicados al consumo de bajas mezclas con gasolina y diésel. Las diferencias más importantes entre los sistemas de cuotas obligatorias, radican en los sistemas de cumplimiento. En el caso del modelo alemán, el sistema de cuotas se caracteriza por ser un sistema rígido de mandato y control, mientras que en el caso de España, Italia, Reino Unido o los Países bajos, el sistema de cumplimiento es flexible y se basa en un mecanismo de mercado de certificaciones de cumplimiento. En el caso del sistema Francés, el sistema de cumplimiento está vinculado a mecanismos fiscales.

Las altas mezclas de biocarburantes y el uso de biocarburantes puros no se fomentan mediante el sistema de cuotas mínimas obligatorias o mandatos de mezclas, sino mediante incentivos fiscales. Aunque, existen una serie de medidas en favor del uso de mayores mezclas y biocarburantes puros, el coste de cumplimiento de los objetivos comunitarios de energías renovables en el transporte se ha enfocado generalmente al desarrollo de la demanda de bajas mezclas, por lo que el mercado europeo parece ser más un mercado de aditivos, que de carburantes alternativos. El desarrollo de biocarburantes de segunda generación, es bastante limitado en el mercado europeo y probablemente los cambios en el marco de fomento de los biocarburantes sobrevenido tras la promulgación de la RED (2009), afectarán la inversión en el desarrollo comercial de procesos tecnológicos de transformación de la biomasa de celulosa (lignocelulosa) en energía líquida, que ya de por sí enfrenta un alto riesgo tecnológico de inversión, como ha sido explicado líneas arriba.

En el caso de las ayudas estatales, se observa que su implementación a nivel de la UE, como de sus Estados miembros, se han enfocado generalmente en desarrollar distintas etapas de la cadena de valor de los biocarburantes, para permitir una mayor expansión del mercado. Por ejemplo, varios tipos de medidas se han enfocado principalmente en subvencionar la producción de materias primas mediante diversos mecanismos de ayudas y subsidios a los productores agrícolas que han ido cambiando de la mano de las reformas de la PAC y del progresivo desacoplamiento de las ayudas a la

producción y a los precios de los cultivos. Las ayudas estatales también se han venido utilizando para promover producción y distribución de biocarburantes, mediante la inversión directa o los préstamos subvencionados para la construcción de instalaciones de producción, la adaptación de la infraestructura al uso de biocarburantes, o para incrementar la presencia en el mercado de vehículos capaces de operar con altas mezclas de biocarburantes o biocarburantes puros, las adquisiciones del Estado de flotas dedicadas. Las ayudas a la I+D han sido también muy importantes, tanto para favorecer la producción, tratado de incrementar la eficiencia en el uso energético de las materias primas tradicionales, como para impulsar el desarrollo de nuevos productos agro-energéticos que expandan la oferta en el mercado. Todas estas medidas, se conectan con los principales mecanismo de promoción de los Estados miembros, y convergen en torno al modelo de promoción de biocarburantes de la Unión europea.

Una de las principales medidas adoptadas a nivel comunitario en relación con el desarrollo de la industria local ha estado vinculada al sistema de protección en la frontera, especialmente influenciado por el enfoque doméstico en el diseño de las medidas para enfrentar los problemas de seguridad energética. A pesar de las distintas posturas políticas respecto al diseño de la políticas comercial que daría cobertura a los mecanismos de apoyo del uso de biocarburantes en la UE, para los principales productores de la región la reducción de la dependencia en las importaciones energéticas de carburantes fósiles, no debían ser reemplazadas por una política que favoreciera el traslado de esta dependencia energética a las importaciones de biocarburantes. A pesar que en un inicio se optó por una mayor protección para la industria del etanol que para la del biodiesel, debido al mayor estado de desarrollo del sector de biodiesel que del etanol, las medidas contra las importaciones de ambos biocarburantes en los últimos años desvelan el interés político de los principales productores de biocarburantes de la UE, en la instrumentalización del mercado regulado de la UE en favor de los objetivos comunitarios y en desfavor de un mayor desarrollo del comercio internacional de biocarburantes, como forma de enfrentar la dependencia energética en el transporte y en este sentido de reducir el coste de cumplimiento de los objetivos de uso de energía renovables en Europa.

En estrecha relación con la política comercial las barreras técnicas al comercio de biocarburantes, han sido una forma muy oportuna de hacer coincidir la protección de la competencia en la frontera y la sostenibilidad medioambiental en torno al mercado europeo. La extrapolación de los estándares medioambientales y sociales, recogidos por los criterios de sostenibilidad de la regulación europea, a los sistemas de producción de biocarburantes en terceros países, son bastante restrictivos en materia de comercio internacional, especialmente ante la observancia de la amplia discrecionalidad de los sistemas de certificación para el cumplimiento de los estándares en los Estados miembros, y a la luz de los principios de trato nacional y no discriminación de las regulación del comercio internacional de la OMC. Asegurara la expansión de la inversión en los principales países productores y consumidores de etanol y biodiesel, mediante un progresivo control de la competencia en la frontera, limitando en gran medida importaciones competitivas reduzcan los costes de cumplimiento del uso de energías renovables en el transporte, eran medidas necesarias para evitar el desplazamiento del mercado de los propio productores de la industria europea, siendo además un instrumento coherente con la tradicional política de protección de la agroindustria.

Como hemos podido observar en el análisis de la política agro-energética y la regulación del mercado de biocarburantes en la UE, la relación intergubernamental entre la UE y sus Estados

miembros, ha dado lugar a un modelo complejo y único de fomento de los biocarburantes en el mundo, donde los distintos sistemas de promoción se articulan en torno a un sistema aglutinante supranacional, que enmarca los grandes objetivos de la política energética, medioambiental y agrícola. En este complejo sistema de fomento, las medidas de promoción de los biocarburantes establecidas a nivel de los estados miembros interactúan con las medidas comunitarias, en razón de los intereses políticos en el ámbito de la energía, la agricultura y el medioambiente, que como hemos observado en el análisis, responden de forma dinámica al desarrollo de los mercados de productos energéticos y agrícolas, y cuya relación afecta tanto las políticas efectivas de promoción de biocarburantes, como el desarrollo del mercado europeo.

Capítulo V:

Análisis empírico de los determinantes de la evolución de los mercados de biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE.

Luego de haber analizado la regulación de los biocarburantes en estos tres grandes mercados, trataremos de encontrar si existen patrones identificables, a lo largo de la evolución de la políticas y de los mercados conexos a la agro-energía, que puedan haber afectado el desarrollo de los mercados de los biocarburantes y del sector de la bioenergía para el transporte en cada una de estas entidades políticas. Las interrogantes de partida para comprender la naturaleza económica y política de la regulación del sector desde un punto de vista positivo, emergen del análisis de las condiciones necesarias y suficientes, que han afectado el desarrollo del mercado de biocarburantes a los largo del tiempo. Estas condiciones van cambiando como han ido cambiando los contextos político-económicos en los mercados energéticos y alimentarios. Estos cambios dinámicos, determinan a su vez la oportunidad y adecuación de las medidas adoptadas con el fin de alcanzar tanto los objetivos explícitos, como los objetivos implícitos relacionados al desarrollo del sector en un determinado momento del tiempo. Estas condiciones además, han influenciado en las decisiones de los principales actores vinculados al mercado de biocarburantes, especialmente de los que operan en el mercado de los productos energéticos y agrícolas, y junto a los cambios en las medidas regulatorias, han determinado en gran medida la forma de su evolución en el tiempo.

La impresión que deja el estudio de la regulación y la política agro-energética es que hay una recurrencia de condiciones comunes relacionadas estrechamente con los niveles de intervención económica en el sector, y que subyacen de forma dinámica al proceso de regulación desde una perspectiva histórica. Estas condiciones afectan las decisiones de los principales actores del mercado, decisiones que se forjan como una relación de intereses, que se manifiestan en el tipo o la intensidad de la regulación aplicada al sector, y que finalmente influyen en el desarrollo del mercado, en un periodo determinado de la evolución del sector. El objetivo de este capítulo es verificar la existencia de ciertas relaciones subyacentes, que reproducen patrones comunes a los tres mercados estudiados, y que determinan la dirección en que ha venido evolucionando la regulación económica y el mercado de biocarburantes a lo largo de los periodos estudiados.

Con el objeto de encontrar patrones reconocibles a nivel estructural entre las distintas fuerzas subyacentes que han marcado las distintas fases de la política de uso de biocarburantes en los tres mercados analizados, hemos optado por establecer primero un análisis longitudinal comparado de los factores más importantes relacionados al desarrollo sector agro-energético. Así, hemos considerado la evolución de los precios del petróleo como un eje transversal al análisis de la política agro-energética en los tres países, por la sencilla razón de que siendo el producto a sustituir, la evolución del mercado del petróleo, como factor exógeno común a los tres mercados analizados, tiene información necesaria, aunque insuficiente para entender muchas de las decisiones que han afectado el sector de los biocarburantes, así como para interpretar la política energética que los

integra o los segrega del mercado de derivados del petróleo para el transporte, a lo largo del periodo de análisis.

Un complemento fundamental de la información de los mercados y de la política energética vinculada al uso del petróleo en el transporte, viene dada por la información de los mercados alimentarios y la política agrícola aplicada a las materias primas agro-energéticas. La evolución de los biocarburantes desde esta doble perspectiva servirá para observar como se ha desarrollado el vínculo entre los intereses en el ámbito de la energía y los intereses en el ámbito de la agricultura, y hasta qué grado esta relación de intereses ha dado lugar a unos patrones comunes, aparentemente encriptados en el análisis de la evolución de la regulación de los biocarburantes, y que interpretados conjuntamente, pueden dar lugar a una interpretación coherente de la evolución de los mercados analizados. Ello no excluye otros vectores explicativos como la política ambiental, las políticas de desarrollo rural, las políticas presupuestarias, comerciales etc. Por el contrario, estos vectores pueden ser muy importantes en el análisis del condicionamiento de las decisiones regulatorias y no regulatorias, por lo que son incorporadas al análisis como factores que acrecientan o reducen el interés político y económico en el desarrollo del mercado de biocarburantes, dentro de cada contexto histórico en el que operan los principales actores del mercado.

Esta elección metodológica es un paso previo para ayudar a desvelar la relación entre la evolución de las políticas y el desarrollo del mercado de biocarburantes en un contexto más amplio, donde estas variables adquieren un mayor sentido, los mercados energéticos y agrícolas, incluyendo las respectivas elecciones sociales que han dado lugar al tipo de regulación de estos mercados en distintos periodos de su evolución histórica. La forma en que estas regulaciones se crearon y los factores que influyeron en el proceso son cuestiones que nos llevan más allá de la regulación actual de estos mercados, para adentrarnos a analizar los factores determinantes de la evolución del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE, durante el siglo XX y en los que va del siglo XXI.

Por medio del análisis económico del comportamiento de las principales fuerzas del mercado, ubicadas tanto en el sector privado (principalmente el sector agroindustrial vinculado a la producción de las materias primas utilizadas para la producción de biocarburantes) como en el sector público (el Estado regulador, desde donde se implementan las políticas públicas relevantes para el sector, como la política energética, agrícola, medioambiental, etc.), analizaremos los diferentes estadios que han caracterizado la evolución de las políticas de promoción y fomento de los biocarburantes de uso más extendido en el mercado y plantearemos una serie de hipótesis que traten de clarificar el sentido de la regulación en el sector de los biocarburantes desde un enfoque dinámico en el tiempo, con el fin de contrastarlas empíricamente con los datos del mercado.

Así, primero se ha desarrollado un marco relacional de análisis, que condensa las relaciones elementales entre el sector de la agroindustria (vinculada a los cultivos agro-energéticos), los consumidores finales de carburantes y el Estado regulador. Las relaciones entre el sector agroindustrial y el Estado regulador, base para determinar la evolución de la oferta de biocarburantes, se expresan a través de unos escenarios que tratarán de explicar los cambios regulatorios sobre la base de la convergencia o divergencia de intereses entre el sector agroindustrial y Estado, a lo largo del periodo analizado. En el caso de la demanda, la relación de intereses entre los consumidores finales y el regulador será la base para analizar la evolución de los escenarios planteados en las hipótesis, así como su ulterior impacto en el mercado.

Finalmente, las hipótesis construidas sobre la base de estos escenarios de cooperación y conflicto entre los principales actores involucrados en el desarrollo del mercado de biocarburantes, serán contrastadas mediante un análisis de intervención de series temporales. En este análisis se desarrollarán modelos que nos permitan contrastar los escenarios planteados en las hipótesis, con la evolución de la oferta y de la demanda de los principales biocarburantes usados en Brasil, EEUU y la UE, con el fin de analizar si los resultados de las estimaciones de los parámetros de intervención de las series temporales son coherentes con los planteamientos hipotéticos desarrollados para explicar la evolución de la oferta y la demanda de biocarburantes en estas tres entidades políticas.

V.1. Análisis longitudinal comparado de los principales factores vinculados al desarrollo del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE.

Como hemos mencionado líneas arriba, consideramos que para plantear la elaboración de las hipótesis que expliquen a que responde la evolución del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE, es necesario desarrollar de forma sintética y transversal un análisis los elementos más importantes de la política agro-energética y del desarrollo del mercado del etanol y el biodiesel, desde una perspectiva histórica-evolutiva. Con el fin de observar si existen patrones comunes, resulta interesante analizar la relación entre la evolución de la política energética aplicada al mercado de carburantes para el transporte y la política agrícola vinculada a las materias primas, estudiando los condicionantes que llevan a periodos de convergencia y divergencia entre ambas políticas en cada periodo del tiempo. Así, en este punto estudiaremos de forma comparada la evolución de los más grandes mercados de biocarburantes que existen en la actualidad, en razón de su relación con las más significativas etapas por la que han atravesado el mercado del petróleo en su desarrollo histórico. Mediante un enfoque transversal a lo largo de estas etapas hemos buscado clarificar el vínculo entre el sector agrícola y el sector energético, y como la confluencia o divergencia de intereses en estos sectores puede ayudar a establecer un patrón relacional que contribuya a explicar la evolución del mercado de biocarburantes. Con este fin nos hemos enfocado en los grandes hitos económicos y políticos que han condicionado el comportamiento de los agentes que participan tanto en los mercados alimentarios como en los mercados de productos energéticos, y que han dado lugar al uso energético de los productos agrícolas.

V.1.1. Política agro-energética y biocarburantes desde principios del siglo XX hasta el fin de la Segunda Guerra Mundial

Durante el periodo comprendido entre el principio del siglo XX y el fin de la Segunda Guerra Mundial el petróleo se convertiría progresivamente en una de las principales fuentes de energía primaria, penetrando gradualmente en todos los sectores económicos y desplazando poco a poco a otras fuentes de energía de la matriz energética mundial. Desde la primera década del siglo veinte se inicia un proceso de internacionalización de la industria del petróleo, así como el progresivo desplazamiento del carbón como principal fuente de energía primaria en la matriz global de energía, de la mano del desarrollo de la industria automovilística, así como de otros servicios (incluyendo la demanda militar durante la guerra). La intervención del Estado en el negocio del petróleo se inicia con la adquisición del 51 % de la *Anglo-Persian Oil Company*, más tarde British Petroleum. De un incipiente y aislado mercado de crudo y de productos petrolíferos de producción, principalmente nacional, se pasa a un mercado más abierto al comercio internacional de materias primas, especialmente obtenidas después de los descubrimientos de enormes fuentes de hidrocarburos en nuevos países productores, sobre todo los ubicados en el oriente medio. (Stevens P. , 2010)

El desarrollo tecnológico y la organización industrial, en relación con la explotación de crudo en occidente, facilitaría la expansión y el crecimiento de las compañías petroleras, así como el progresivo control del suministro mundial de crudo a nivel global por parte de las compañías petroleras occidentales. En este contexto se desarrollaría un mercado dominado por 7 grandes IOC, que se repartían las concesiones de explotación de las principales reservas de petróleo del mundo. El descubrimiento de la importancia estratégica del carburante fósil, tanto para la maquinaria de

guerra como para la economía, llevaron a los gobiernos occidentales a entrar en una feroz competencia para asegurar las concesiones de petróleo para sus IOC en los territorios con nuevas reservas. Esto a su vez estuvo acompañado en un primer inicio, por una guerra de precios entre las IOC producto de la intensa competencia por las cuotas del mercado. (Stevens P. , 2010)

Para evitar las caídas de los precios en los mercados internacionales las siete hermanas primero decidieron controlar el acceso y repartirse el mercado en el Acuerdo de Achnacarry del 1928. En este acuerdo se estableció además, un mecanismo de paridad de precios consistente en el precio de crudo de la Costa del Golfo de EEUU más los costes del transporte (*FOB Price*). Posteriormente, con el incremento de la dependencia en el petróleo, el comportamiento cooperativo de la IOC y de éstas con los gobiernos, se promovió el incremento de la producción internacional, reduciendo los costes de las importaciones en favor de los países importadores y en perjuicio de los países productores, dada la imposibilidad de explotar sus propios recursos por parte de los “*host countries*”. El conflicto entre los países productores y las IOC internacionales por el reparto de los beneficios, finalmente llevaría a la creación de la OPEP en 1960. (Stevens P. , 2008)

-Brasil

Aun cuando en algún momento de este periodo podemos entender que ha podido haber una confluencia de intereses entre el sector gubernamental y el sector sucro-alcoholero, este periodo, en el caso del mercado de biocarburantes brasileño, ha sido predominantemente un periodo donde los intereses del sector sucro-alcoholero y el gobierno parecen haber sido mucho más divergentes en relación con el uso de la caña de azúcar para la producción de biocarburantes. Como se desprende del análisis del capítulo II, en el caso de Brasil la necesidad del uso de biocarburantes parece haber estado sometida principalmente a dos grandes fuerzas: los costes de la dependencia energética en las importaciones de crudo y productos y los problemas de sobreproducción de azúcar en el sector sucro-alcoholero.

Por un lado, las presiones relativas al coste de la energía debido a la creciente dependencia en las importaciones de petróleo fue un factor importante para el establecimiento de las primeras políticas de promoción del mercado del etanol. La gradual consolidación del combustible fósil como la fuente de energía primaria más importante en el consumo energético, incrementaba el riesgo económico de la dependencia energética para la débil economía brasileña. Los efectos inmediatos se reflejaban políticamente en la preocupación por los desequilibrios observados en la balanza de pagos, en el contexto de una economía planificada y de sustitución de importaciones. (Szmerecsányi, 1979)

Por otro lado, las crisis habituales en el mercado del azúcar, debidas durante este periodo a los desequilibrios en el mercado interno entre la oferta y la demanda de azúcar y otros productos de la caña, fue un factor importante vinculado al desarrollo del mercado del etanol. La recurrencia de problemas de sobreproducción de azúcar a nivel nacional desencadenaba la caída de precios del azúcar, mientras que la incapacidad para colocar una mayor cantidad de producción de azúcar en los mercados internacionales, debido entre otras causas a las medidas proteccionistas establecidas en los grandes mercados alimentarios de entonces, impedía la salida de los excedentes de la producción y la estabilización del mercado nacional. (Szmerecsányi, 1979)

Como se ha expuesto, el etanol carburante brasileño se obtiene de caña de azúcar, la misma materia prima usada en la producción de azúcar para los mercados alimentarios. Tradicionalmente la industria del azúcar en Brasil se ha desarrollado en un mercado libre, por lo que la intervención del Estado en el sector era bastante incómoda, especialmente para los grandes hacendados productores de azúcar del centro sur brasileño. Esto dificultaría la labor reguladora del Estado; aun cuando uno de los principales objetivos de la intervención haya sido el estabilizar el propio mercado interno del azúcar, la reticencia a la intervención estatal en el sector debilitaría cualquier política de largo plazo. La gran capacidad de producción de azúcar en Brasil generaba problemas recurrentes de sobreproducción y caídas de los precios del azúcar y esto incrementaba la necesidad de la intervención estatal. (Nastari, 1983)

Asimismo, Brasil comenzaba a elevar el consumo de crudo y en consecuencia su dependencia energética en el combustible fósil. Al ser un importador neto de petróleo (a diferencia por ejemplo de EEUU, al menos durante este periodo), la economía brasileña era bastante sensible a las variaciones de los precios del crudo, aunque en este periodo no fueron abruptas como durante los años 1970s; los problemas puntuales de suministro y el incremento de la dependencia energética externa eran vistos como factores que estancaban el desarrollo endógeno de la economía brasileña. Esto se reflejaba principalmente en la preocupación del gobierno por equilibrar el permanente déficit de la balanza de pagos, afectada por el incremento de los costes de las importaciones de energía primaria, principalmente de petróleo y derivados. (De Castro Santos, 1985)

Las recurrentes crisis en los precios del azúcar por el lado del sector privado y los problemas en la balanza de pagos a causa del incremento de las importaciones de crudo del gobierno, así como el bajo nivel de producción nacional, dieron lugar durante el periodo inicial del análisis a una política de promoción del etanol carburante de carácter intermitente y afectada por la reticencia del sector agroindustrial del azúcar a la intervención del Estado. En este sentido, la política de promoción del etanol carburante fue también un instrumento político utilizado con el fin de dar salida a la congestionada producción del sector azucarero. Estas condiciones eran necesarias para establecer un cierto nivel de intervención en los mercados, pero no eran suficientes para establecer un programa de sustitución a gran escala de los derivados del petróleo por etanol, que incentivara suficientemente el comportamiento económico de los operadores de la industria sucro-alcoholera para expandir la inversión y elevar los niveles de producción. Esta situación impediría expandir los objetivos de reducción del consumo de petróleo en el marco de una política energética basada en el uso intensivo de los recursos propios.

La influencia de los inestables intereses del sector agroindustrial del azúcar respecto a la regulación de la producción y las políticas de uso del etanol carburante se evidencia en el ir y venir de una serie de medidas expuestas permanentemente al cambio de los precios de las materias primas y a las crisis de sobreproducción de azúcar, dispuestas alrededor de algunas pocas medidas de largo plazo en favor del uso del etanol, como el caso de la obligación de mezclas del 5 % sobre la gasolina importada establecida en la primera mitad del 1930s. Se trataba de un marco regulador inestable y con baja seguridad jurídica para fomentar el desarrollo de una industria que tenía que competir con los derivados del petróleo, que progresivamente se iban asentando en el embrionario sector del transporte rodado brasileño de entonces.

A pesar de que los problemas de suministro de los años 1920, 1930 y durante la segunda guerra mundial exacerbaban la preocupación política por el desequilibrio en la balanza de pagos, estas coyunturas no fueron lo suficientemente persuasivas como para dar una prioridad al sector del etanol carburante como fuente renovable de energía de largo aliento, adoptándose contrariamente una política de diversificación de suministro más amplia, que abarcaba también el desarrollo de la producción nacional de crudo, a la vez que se aprovechaban en general las buenas condiciones de importación en el mercado internacional. (De Castro Santos, 1985)

Como hemos observado en el Capítulo II, la transformación de la caña y del azúcar en etanol carburante no eran las únicas medidas que se establecieron para solucionar los problemas de sobreproducción de azúcar, también se establecieron cuotas máximas de producción y una serie de incentivos y regulaciones para limitar la producción interna, con el fin de que los precios no cayeran. Esto quiere decir que la política de transformar la caña de azúcar en etanol carburante era solo un elemento dentro del abanico de medidas adoptadas por el gobierno para rescatar al sector azucarero de la crisis. Asimismo, el desmantelamiento de estas medidas, necesarias durante las crisis de sobreproducción, era el objetivo del sector azucarero cuando los precios del azúcar volvían a estar al alza. Como la producción de etanol era uno de los instrumentos más importantes pero más astringentes en relación con la necesidad de intervención del gobierno, cuando el precio era mayor en los mercados del azúcar los productores de materias primas solían presionar al gobierno para que dejara de intervenir en los mercados y los liberara de las restricciones impuestas durante las épocas de crisis. (Numberg, 1978)

El interés de promover el etanol en épocas de crisis de sobreproducción de azúcar y de caída de los precios de este producto incentivó la organización y la asociación empresarial, con el fin de obtener una regulación favorable al uso del etanol como sustituto de la gasolina. Por el contrario, con unos altos precios del azúcar, los intereses del sector sucro-alcoholero se inclinaban hacia la desregulación y la libertad para producir azúcar y venderla en los mercados nacionales, y cuando había nicho de mercado, en los internacionales.

Los incentivos del gobierno para establecer una regulación especial en favor del etanol estaban teóricamente enfocados en alcanzar un doble dividendo de carácter agro-energético: el menor coste económico para la economía Brasileña que podía representar el etanol carburante en relación con las importaciones de crudo, y su uso como válvula de escape a las subsecuentes crisis del sector del azúcar. Pero las medidas óptimas para alcanzar este doble dividendo dependerían de las condiciones en los mercados alimentarios y de los mercados de energía. Una balanza de pagos deficitaria, a causa de las crecientes importaciones de petróleo, y una economía poco industrializada y básicamente exportadora de materias primas y productor agrícolas, favorecerían la adopción de ciertas medidas para la producción propia y el uso del etanol carburante, pero también para la promocionar la producción propia de petróleo, así como el aumento de la capacidad de refino del país.

Con estas condiciones de incertidumbre regulatoria, exacerbada por el comportamiento de los mercados alimentarios, la inversión en la producción de etanol carburante se vería estancada, mientras que la demanda quedaría restringida a unos mandatos de mezcla mínimos de gasolina con etanol carburante, y que eran aplicados en un marco más amplio de políticas de sustitución de importaciones de petróleo. Si observamos el periodo de 1933 hasta el fin de la segunda guerra

mundial, puede observarse una gradual intervención del Estado en el sector sucro-alcoholero y energético, aunque no fue lo suficientemente estable ni permanente como para consolidar expandir la presencia del etanol en la matriz energética nacional. Esto puede haberse debido a la relación entre el coste de oportunidad de ambos actores, es decir, tanto la reticencia del sector agroindustrial del azúcar a la intervención del Estado (especialmente cuando los precios del azúcar repuntaban al alza) como a la reticencia del gobierno en la utilización de etanol carburante cuando los costos energéticos vinculados al petróleo eran bajos.⁸⁰⁵

-EEUU

Durante el periodo indicado las políticas de biocarburantes en EEUU se enmarcan principalmente en una divergencia de intereses entre el Estado Federal y los productores de materias primas para la obtención del etanol, principalmente los productores de maíz. Este contexto energético está caracterizado por el inicio de la penetración del petróleo en la matriz económica y el dominio del mercado internacional del crudo por las IOC estadounidenses, empezando gradualmente a consolidarse como la principal fuente de energía primaria en occidente y marcando el preámbulo de una política energética basada en la expansión del uso del petróleo.

A inicios del siglo XX, la *“Standard Oil Trust”* había suprimido la competencia entre los productores de petróleo estadounidenses, controlando los más importantes ductos y las refinerías. Mediante una serie de agresivas fusiones y adquisiciones la petrolera se hizo con el control de entre el 90 y el 95 % de la capacidad del refino del país, volviéndose más grande que sus competidoras y adquiriendo la capacidad de influir en los precios mediante el uso de su poder de mercado. Con la Intervención de la Corte Suprema de EEUU la compañía fue desmembrada, dando lugar a un número de compañías que actuarían en un mercado de mayor competencia. Además de estas compañías fruto del desmembramiento de la *“Standard Oil”*, la expansión de la producción nacional se vería acrecentada por los descubrimientos de reservas en Texas y la aparición de la *Texas Oil Company* y la *Gulf Company*, que ya para los años 1920s se habían establecido como compañías petroleras globales integradas. (Tarbell, 2009)

Asimismo, el descubrimiento de nuevas reservas internacionales en el Medio Oriente, la experiencia previa de EEUU en la explotación del petróleo, así como el dominio tecnológico, favorecieron que estas nuevas compañías junto a otras grandes de algunos países europeos compitieran en el mercado internacional del petróleo, incrementando y estabilizando la oferta de crudo en EEUU y en Europa. El petróleo se convertiría paulatinamente en la principal fuente de energía primaria en EEUU y la política del gobierno empezaría a favorecer el suministro del carburante fósil. (Lazzari, 2006a)

⁸⁰⁵ Cabe recordar que, a diferencia de la zona de producción del norte-noreste que era más proclive a la intervención del gobierno y al desarrollo de un marco institucional más estable para canalizar sus demandas sociales, los productores de las Zonas del Centro-Sur, principalmente de São Paulo, siempre estuvieron en contra de una mayor intervención del Estado, de la que solamente esperaban se circunscribiera a garantizar los precios del azúcar y a subsidiar el sector. Esta divergencia de intereses entre ambas zonas productoras también debilitó la adopción de una política agro-energética más estable y firme en el largo plazo.

Durante este periodo, y principalmente tras la derogación del impuesto al etanol en 1906, el etanol carburante en EEUU estuvo sometido principalmente a las fuerzas del mercado y llegó en determinados momentos a ser una alternativa real a la gasolina en algunos Estados, al menos hasta el fin de la segunda guerra mundial, cuando la demanda de etanol carburante casi desapareció. Las coyunturas bélicas afectarían la estabilidad de suministro en el incipiente mercado de la gasolina, favoreciendo el uso del gasohol, principalmente desarrollado en la región del “*Corn Belt*” del Medio Oeste, donde se concentra la producción del maíz, principal materia prima usada en la actualidad para la obtención del etanol en EEUU. (US DOE, 2013b)

Durante este periodo el etanol tuvo cierto rol como fuente energética alternativa a los derivados del petróleo, mediante las mezclas con gasolina especialmente en los grandes estados productores de granos del Medio Oeste estadounidense. Las interrupciones de suministro de petróleo provocadas por las guerras mundiales benefició la presencia del biocarburante en el mercado. En medio de una situación de grave crisis de la agroindustria en los años 1920s, seguida de la gran depresión de los 1930s, el etanol representaba una salida a la producción de granos y cereales, tanto para su uso como carburante como para el uso industrial y militar. (Hudson, 1994)

Una de las razones más importantes para entender la gradual desaparición del etanol carburante en el periodo siguiente puede encontrarse en la relación entre el efecto expansión del mercado de crudo, fomentado por la política energética aplicada desde 1916 en favor del petróleo y el gas y el establecimiento de una nueva política agraria de alta protección iniciada desde 1933. (USDA-ERS, 1985) En esta política energética el gobierno se encargaba de aplicar instrumentos económicos de carácter fiscal para favorecer el suministro de productos petrolíferos y gasíferos mediante la reducción de los costes de producción y de los costes operativos de las compañías petroleras y gasíferas que operaban en EEUU. La política de subsidios a las actividades extractivas impulsó la inversión en la exploración progresiva de nuevas reservas y de nuevos pozos petroleros. El etanol competía así con una industria subsidiada. (Lazzari, 2008)

En este contexto, las compañías estadounidenses iniciaron la explotación del petróleo en el extranjero, incrementando y diversificando el suministro de la demanda interna. EEUU dominaba ampliamente el mercado internacional del petróleo, siendo 5 de las 8 mayores compañías petroleras internacionales de capital estadounidense. En un mercado internacional liberalizado y dominado tecnológicamente por las compañías occidentales, las importaciones de petróleo provenientes de las reservas de Medio Oriente incrementaron las fuentes de suministro, así como la competencia con la producción nacional de crudo, productos petrolíferos y el etanol. (Nash, 1968)

Con todo, la gravedad de la situación del sector agroindustrial condujo a la intervención de los mercados de productos agrícolas por parte del gobierno en el marco del “*New Deal*”. La consolidación de una política de protección del mercado agrícola desde la primera “*Farm Bill*” de 1933 tendría efectos en el mercado del etanol obtenido de maíz, dado que este producto sería uno de los principales objetivos de la protección del sector agrícola. (Leher, 2010)

Aunque la producción de etanol siguió siendo importante para los Estados con grandes niveles de producción de maíz, como los ubicados en el “*Corn Belt*” del Medio Oeste, la mayor protección de la política agrícola y la política energética del Gobierno Federal eliminaron gradualmente las condiciones adecuadas para la producción de etanol de manera descentralizada en el mercado, perdiendo completamente su competitividad frente a los derivados del petróleo luego de la segunda

guerra mundial. Con el apoyo al sector agrícola, la divergencia de intereses entre el sector agroindustrial, proclive a un mayor uso del etanol carburante, y el gobierno federal con una política energética basada en el petróleo, dio lugar a una progresiva convergencia en el desinterés del uso de etanol carburante, observado especialmente tras la posguerra. Ni el Estado federal creía necesario el uso del etanol carburante, ni el sector agrícola vinculado al maíz necesitaba una salida alternativa para la producción de materia prima, protegido por la política agrícola federal.

-UE

Las Comunidades Europeas no existen durante este periodo, en consecuencia no hay política energética ni política agraria común. Estamos en el periodo marcado por las conflagraciones mundiales más grandes que darían paso posteriormente a la Comunidad Europea. Las relaciones de intereses para la promoción de los biocarburantes durante este periodo se dieron a nivel de los gobiernos de los países europeos y sus respectivos sectores agrícolas y de consumo, en un contexto marcado por las guerras, las crisis alimentarias y los problemas de abastecimiento de crudo. Durante este periodo, la importancia de la demanda de petróleo y la competencia por los recursos naturales en las colonias está marcada por el uso militar de las fuentes energéticas, en un contexto de recesión y crisis económica.

Los efectos de las crisis económicas y las guerras de precios en los mercados agrícolas influyeron en el desarrollo de las conflagraciones, desarticulando los mercados agrícolas y agravando el problema de seguridad alimentaria que enfrentarían los países europeos durante y en el periodo posterior a las guerras. En este contexto, incrementar la productividad del sector agrícola para cubrir las necesidades alimentarias de los países europeos sería uno de los principales objetivos de las futuras políticas de convergencia e integración en el sector agrario y en el mercado común. Por un lado, los países europeos, con una presencia importante en el mercado internacional del petróleo impulsarían el uso del petróleo como principal fuente de energía primaria en Europa, mediante la cooperación de los gobiernos con las IOC occidentales. Las grandes compañías petroleras europeas se encargaban del abastecimiento de combustibles en el continente, compitiendo en el mercado Internacional de crudo de petróleo con otras compañías estadounidenses. La BP (Reino Unido), la Shell (Reino Unido-Países bajos) y la CFP (Francia), junto a las IOC estadounidenses promovían gradualmente un mayor uso del petróleo a ambos lados del atlántico. (Parra, 2004)

Por otro lado, los regímenes proteccionistas en el sector agrícola como el caso de Francia y Alemania (en contraposición al Reino Unido, mucho más abierto a la liberalización del mercado agrícola), proyectarían ese proteccionismo en el nuevo orden político europeo instaurado tras el establecimiento de las Comunidades Europeas en los primeros tratados fundacionales. El sector agrícola se caracterizaba por una fuerte intervención Estatal en los países europeos. Las políticas estatales se enfocaban en administrar la oferta de productos agrícolas mediante mecanismos como la fijación de precios mínimos, los subsidios directos a los agricultores para el mantenimiento del nivel de ingresos, así como el control del comercio y la estructura del sector agrícola. Este proteccionismo tampoco favorecería el desarrollo de políticas de promoción de la producción de biocarburantes. (Zobbe, 2001)

Una política energética que evolucionaba hacia el uso del petróleo como principal fuente primaria de energía y una política agrícola proteccionista no eran condiciones favorables para el desarrollo de los biocarburantes. Esto era especialmente notorio en los países con IOC fuertes y con una cuota de recursos coloniales más generosa. Por otro lado, los países con menor control del mercado internacional de petróleo, en un contexto de rivalidad y beligerancia, habrían promovido cierta diversificación de fuentes de energía primarias tradicionales como el carbón y la biomasa, así como el uso de algunos biocarburantes, siempre en el contexto de escases energética a causa de los conflictos bélicos.

V.1.2. Política agro-energética y biocarburantes desde la post guerra hasta la primera crisis del petróleo

Después de la Segunda Guerra Mundial, el petróleo reemplazó al carbón como la base del sistema energético mundial y se inició la era del petróleo barato. Durante este periodo la relación de los gobiernos de los principales países consumidores de petróleo de la OCDE y las petroleras internacionales estuvo marcada por la colaboración, con el objetivo de maximizar el beneficio mutuo entre los Estados y las compañías en lo que se refiere al uso del petróleo como principal fuente primaria de energía. (Van der Linde, *Dynamic International Oil Markets. Oil Market Developments and Structure 1860-1990*, 1991) Asimismo, la relación entre las mismas IOC pasó de la dura competencia a la cooperación, con el fin de mantener el control sobre el mercado internacional. Como consecuencia, las IOC abastecieron de petróleo barato el proceso de reconstrucción económica de la OCDE (Europa). La demanda se incrementó notablemente en los países consumidores. El incremento de la dependencia de las importaciones de petróleo barato fue promovido por la retracción de los principales Estados consumidores de petróleo para intervenir en materia de política energética y en consecuencia, los estados de la OCDE dejaron en manos de la IOC la seguridad de suministro de petróleo a corto y a largo plazo. (Stevens P. , 2008)

Desde el punto de vista del mercado internacional, durante este periodo la emergencia del nacionalismo sobre los recursos naturales afectaría progresivamente el sistema de explotación de los recursos hasta cambiar drásticamente las condiciones de explotación de los recursos petrolíferos al final del periodo. La relación entre los gobiernos de los países productores, propietarios de los recursos, y las IOC, concesionarias de la explotación de los recursos, empezó un periodo de progresivo deterioro, principalmente por el reparto de las rentas del petróleo. Al final de éste periodo, la guerra fría y el nacionalismo post colonial en los países productores darían lugar a una mayor intervención económica de los estados productores sobre las compañías petroleras multinacionales, se creó la OPEP y progresivamente se dieron las condiciones para el embargo de 1973. (Vivoda, 2009)

-Brasil

La postguerra significó estabilidad de suministro de petróleo a precios económicos y, para Brasil, un cambio en los incentivos de la política energética. El cambio significó una política energética de

minimización del uso del etanol carburante y de maximización de la producción propia de energía primaria y del impulso a las importaciones de crudo. El sector brasileño del azúcar quedaría más expuesto a las crisis de sobreproducción y a la caída de precios que caracterizaron este periodo, principalmente por la reticencia del Estado a regular el mercado de carburantes en favor de un mayor uso de las materias primas para la producción de etanol, demasiado caro para ajustarse a la nueva política enfocada en la reducción de los costes de la energía.

Aun cuando la concurrencia de los bajos precios del crudo y un incremento de los precios en el mercado del azúcar redirigieron el interés del sector público y del sector privado en el uso del etanol, estos intereses colisionarían especialmente cuando los precios del azúcar volvieran a caer a causa de las permanentes crisis de sobreproducción del sector. En este último caso, las políticas en favor del uso energético del etanol serían restringidas por el gobierno, puesto que mientras que el sector agroindustrial del azúcar necesitaba más políticas de uso del etanol carburante para dar salida a sus excedentes de producción, el gobierno basaba su política energética en el suministro económico de crudo a través del incremento de las importaciones y de la producción propia. (De Castro Santos, 1985)

Así, cuando las condiciones exógenas en el mercado internacional cambiaron y el suministro de petróleo fue estable y a bajos precios, la política del etanol carburante perdió impulso. Asimismo, la influencia esporádica de las mejoras en los precios del azúcar también reducía el interés de los hacendados-productores en conseguir que el Estado interviniera en el control de la producción por medio de la transformación de caña (y, como se ha expuesto, hasta del azúcar cristal) en etanol carburante. Estos factores promovieron el repliegue de la intervención en los mercados, y una mayor apertura externa en el sector sucro-alcoholero y energético. (Numberg, 1978)

El sector agroindustrial del azúcar estuvo expuesto a mayores fluctuaciones de los precios, que provocaron mayores y más frecuentes crisis de sobreproducción. Esta situación, en otro contexto energético hubiera impuesto la necesidad de una re-regulación del mercado interno de la caña de azúcar, hacia un mayor uso del etanol carburante. Sin embargo, la intervención en favor del uso del etanol carburante solo llegaba hasta donde le permitía la nueva política energética del gobierno, más interesada en las importaciones económicas de crudo, y de forma subordinada a esta, en la producción nacional de petróleo. La estabilidad de suministro y los precios bajos del petróleo en el mercado internacional, coincidía con una nueva estrategia de política energética basada en la reducción de los costes energéticos para la economía brasileña. En el contexto político, el consumo del etanol quedaría rezagado al mínimo legal establecido para su mezcla con gasolina, que sólo se incrementaron puntualmente ante las graves crisis del azúcar que ocurrieron a mitad de los 1960s.

Cabe mencionar que, mientras que los países de la OCDE dejaron gran parte de la política energética prácticamente en manos del mercado y de las IOC, en Brasil la política energética nacional relativa al petróleo se desarrolló con el impulso de un Estado más proclive a la intervención económica en el sector. Para ello se crearon instituciones de gobierno energético, cuya labor no solamente fue aprovechar los bajos precios internacionales del crudo, sino desarrollar la planificación de la explotación de los recursos propios. Los objetivos fueron utilizar los recursos energéticos que generasen un menor coste para la economía brasileña, fomentando a la vez el uso de recursos energéticos propios con el fin de que los bajos costes de la energía dieran un impulso al desarrollo industrial y económico del país.

En este sentido, se puede agregar que el desarrollo progresivo de la industria automovilística en Brasil, elemento que como sabemos condiciona las preferencias de los consumidores finales de carburantes para el transporte, necesitaba un carburante económico para expandirse en el mercado nacional, pero las mezclas con etanol anhidro encarecían los precios de la gasolina mezclada. Con el fin de desarrollar el mercado del transporte rodado basado en el uso de derivados del petróleo, el gobierno mantuvo las mezclas en el límite legal mínimo. Durante este periodo, el gobierno contuvo la inclusión del etanol carburante en la matriz energética, principalmente por su alto coste, mientras que incrementaba la planificación para la explotación de otras fuentes energéticas propias, básicamente petróleo y gas.

El interés del gobierno brasileño en el etanol carburante dependía de su competitividad con los precios de la gasolina. En un escenario de crisis de sobreproducción de azúcar pero con bajos precios del petróleo, la política energética de entonces se encargó de minimizar el uso del etanol carburante. A pesar de las restricciones al uso del etanol carburante, como la demanda de gasolina crecía notablemente durante la posguerra y durante los años 1960, de la mano del crecimiento del parque automotriz, el etanol carburante sobrevivió gracias a los mandatos de mezcla obligatorios, por lo que su consumo, aunque minimizado alrededor del 5 % en mezcla, creció de manera proporcional al crecimiento de la demanda de gasolina en el mercado interno. Aunque las obligaciones de mezcla con gasolina no se revocaron, el marco regulatorio e institucional fue modificado con el fin de reducir los costes de las adquisiciones de alcohol y favorecer el uso de los derivados del petróleo. Las políticas de apoyo al sector pasaron de la transformación de los productos de la caña en etanol carburante, a otros tipos de mecanismos de ayuda a sector, alejados del incremento de la producción y del uso de etanol como sustituto parcial de la gasolina. (Numberg, 1978)

Aun, cuando las relaciones entre el gobierno y el sector industrial, hicieron que las políticas de uso del etanol carburante tuvieran un carácter más coyuntural que permanente, se debe reconocer que las primeras políticas de sustitución de carburantes de origen fósil aplicadas como una política energética de intervención en los mercados de carburantes, correspondió a Brasil antes que a muchos países desarrollados. A pesar de que el mercado brasileño del etanol durante este periodo terminó siendo más un mercado de aditivos a la gasolina que un mercado de productos alternativos a los carburantes fósiles, la experiencia de Brasil en el uso del etanol como sustituto de la gasolina antes de la crisis del petróleo, ha sido muy importante como parte de la trayectoria histórica de las políticas de diversificación energética en el transporte, demostrando con estas políticas una insólita precocidad en la historia de la promoción de las energías renovables a nivel global.

Asimismo, aunque durante el periodo de post guerra se caracterizara por la minimización del uso del etanol carburante, la experiencia de la política aplicada al sector, así como los mecanismos de penetración de carburantes renovables en el sector del transporte, se han visto proyectados sobre el Plan Nacional del Alcohol de los años 1970s, e inclusive lo anticipa en los planteamientos regulatorios como el uso de mandatos obligatorios de mezclas de etanol y gasolina, así como en otras medidas que formarían parte de la estructura inicial del PNA durante la fase de su lanzamiento, tras las crisis del petróleo.

-EEUU

Durante el periodo analizado, las políticas de promoción de los biocarburantes en EEUU, estuvieron marcadas por una convergencia de intereses desfavorables al uso del etanol carburante. Por un lado la política energética del gobierno federal se apoyaba en la confianza en el suministro estable y a bajos precios del crudo y en la relación de cooperación con las IOC, por lo que los incentivos al uso del biocarburante eran muy débiles desde el sector público. Por otro lado, el sector agroindustrial había logrado dar un giro de la política agraria estadounidense hacia la protección del mercado interno. Con una política agraria proteccionista, los productores agrícolas de maíz y otros agroenergéticos, no tenían incentivos suficientes para invertir en la industria de la transformación de estas materias primas en etanol carburante. El resultado fue la desaparición del etanol carburante del mercado estadounidense durante este periodo, que durante el periodo anterior, había tenido, aunque localizado y modesto, cierto desarrollo del consumo a través de uso del gasohol en el Medio Oeste.

La política de subsidios al petróleo y al gas, junto al desarrollo de la industria automotriz y la nueva ola de industrialización, incrementaron la demanda de consumo de derivados del petróleo, acelerando ritmo de agotamiento de las reservas nacionales, haciendo a EEUU cada vez más dependiente de las importaciones de crudo y, por tanto, de su buena relación con las IOC y posteriormente con los países productores. Al final de la segunda gran guerra, con la caída de la demanda de materiales de guerra y con unos bajos precios del petróleo, el uso del etanol como carburante cayó drásticamente. Desde el final de los años 1940s hasta el final de los años 1970s, no hubo un significativo uso comercial del etanol carburante en ningún lugar de EEUU. (US DOE, 2013b)

La estructura y la estabilidad del mercado internacional durante la post guerra incrementaron la oferta total interna de crudo, y esto favoreció el suministro de carburantes fósiles a bajos precios. El incremento de la demanda estadounidense estaba apoyado, por un lado, en un estable y económico suministro de crudo importado, operado por las IOC estadounidenses en los países productores, y por otro lado, en la política de subvenciones del sector a nivel federal, que aseguraba precios económicos del petróleo extraído de pozos nacionales aumentando su competitividad frente a las importaciones. La política estadounidense, como en otros países de la OCDE, era mantener los precios de petróleo lo más bajo posible. (Lazzari, 2006a)

Aun cuando la demanda por los recursos energéticos se incrementara durante la post guerra y la estructura oligopólica del mercado del petróleo se abriera un poco más a la competencia internacional, debido principalmente al descubrimiento de nuevas reservas, en zonas geográficas no controladas por las IOC, la política de promoción de petróleo barato no cambió. La economía energética de EEUU permaneció vinculada al petróleo como fuente principal de energía primaria, en todos los sectores industriales y especialmente en el sector del transporte rodado. EEUU basaba fuertemente su política de consumo energético de largo plazo en el control del suministro petrolero de sus IOC, así como en el incremento de la producción nacional. (Tarbell, 2009)

A diferencia de Brasil, donde los desequilibrios de la balanza de pagos emergieron en el periodo anterior como una razón importante para el impulso del uso del etanol carburante, en EEUU, como en los demás países industrializados de la OCDE, el déficit comercial era un problema de menor calado. Asimismo, el alto grado de industrialización de los países de la OCDE permitió el incremento de las exportaciones de productos de alto valor agregado a los mismos países productores de petróleo, equilibrando cualquier desproporción en la balanza de pagos, al menos, hasta la crisis del

primer shock petrolero del 1973, donde el nivel de precios se incrementó abruptamente. (Blinder, 1979)

Desde el punto de vista del sector agrícola, la consolidación de las políticas de protección del sector mediante la intervención del gobierno debilitó los incentivos a la producción de biocarburantes. La producción de etanol, que había sido la válvula de escape a los problemas del sector agroalimentario del maíz y otras materias primas, presentaba en este periodo un mayor coste de oportunidad debido al incremento de la protección de los productos agroalimentarios, especialmente del maíz y otros cereales, que fueron objetivos expresos de la nueva política agrícola en EEUU mediante una serie de mecanismos de control de la producción y subsidios de distinta naturaleza. (Mccalla, 1969) Con este nivel de protección de los productos agroalimentarios, los incentivos a la inversión en la producción de biocarburantes decayeron notablemente.

Estas políticas desincentivaron posibles intentos de diversificación de fuentes de energía y el desarrollo de energías renovables propias, e hicieron prácticamente desaparecer al etanol carburante como alternativa energética de la gasolina en el transporte, que décadas antes había tenido cierta presencia en el mercado de carburantes. Tanto a corto como a largo plazo, solo había cabida para el petróleo y sus derivados. La dependencia de EEUU en el petróleo se incrementó notablemente a medida que las importaciones de crudo representaban, año tras año, mayores cuotas del consumo total de petróleo en relación con la producción interna. El incremento de la demanda de petróleo en el transporte rodado también reflejaba la confianza del gobierno en el petróleo como principal fuente de energía primaria y motor de la economía nacional.

-La UE

En el periodo de post guerra en la UE no hubo ninguna política energética común que vinculara institucionalmente las Comunidades Europeas originarias en relación con la regulación del mercado del petróleo o de las energías renovables, intensiva en el uso de carburantes en el sector de transporte rodado. Este periodo puede entenderse como de convergencia de intereses en relación a la minimización del uso de biocarburantes entre las incipientes instituciones de gobierno de la UE y el sector agroindustrial vinculado a las materias primas agrícolas. Así, por un lado, mientras que la UE disfrutaba de un suministro estable y económico del petróleo, que impulso la reconstrucción del continente tras la segunda gran guerra, la política energética de las nuevas comunidades excluían estratégicamente al petróleo y otras fuentes de energía primaria de los tratados constitutivos. Por otro lado, el sector agrícola disfrutaba de una nueva política de proteccionismo agroalimentario derivada del consenso y la convergencia de intereses de los Estados miembros en materia de regulación común del funcionamiento del mercado agrario europeo. La Política Agraria Común (PAC) otorgaba una fuerte cobertura de protección al mercado interno, así como a las exportaciones de los productos agrícolas a los mercados internacionales, estando entre los productos con mayor protección las principales materias primas con potencial agro-energético. (Dimitri , Effland, , & Conklin, 2005)

La Unión Europea se encontraba en sus periodos iniciales de gestación. Aun cuando los tratados constitutivos de las comunidades europeas acordados durante la post guerra versaban sobre una política energética común para el carbón y la energía atómica, en los tratados de París de 1951 y de Roma de 1957 no hubo ninguna mención de una política energética común, ni tampoco ninguna

disposición relacionada con el mercado de hidrocarburos, que por entonces ya representaba una de las principales fuentes de energía primaria consumida por los miembros originarios de la comunidad. Europa además no era un gran productor de petróleo, pero sí un gran consumidor que participaba junto a EEUU en el mercado internacional de crudo mediante sus IOC.

La libertad en el mercado de crudo era, en general, beneficiosa para la economía europea. Las Comunidades Europeas, además, compartían con EEUU la confianza en un suministro estable y económico de crudo a largo plazo, basado fundamentalmente en el control de los mercados internacionales a través de sus IOC. El milagro de la reconstrucción de Europa se sostuvo en gran medida en el suministro estable y económico de crudo, derivado del favorable sistema en que funcionaba el mercado internacional. (Stevens P. , 2010)

El incremento constante del uso del petróleo como fuente de energía primaria en todos los sectores de la economía europea redujo progresivamente la participación de otras fuentes energéticas tradicionales como el carbón, así como el interés en el desarrollo de fuentes alternativas, mientras que el proceso de adaptación tecnológica conllevó la reducción progresiva de la elasticidad de la demanda de petróleo en sus mercados. Dado que el consumo total era cubierto mayoritariamente con importaciones de crudo, y ante las pocas alternativas de sustitución y diversificación de suministro, podemos decir que la demanda era finalmente inelástica en relación con las importaciones de petróleo. Sin una política de planificación, las Comunidades Europeas quedaban a merced de los efectos externos provocados por las coyunturas políticas y conflictos entre los países productores-y las IOC. Pero la regla general, durante mucho tiempo fue la permanente confianza en el mercado internacional de crudo. (Watkins, 2006)

Esta confianza en el mercado se plasmó en una fragmentación de la política energética que dejó fuera de los tratados constitutivos a fuentes importantes como el petróleo, el gas o las energías renovables. A pesar de que la Comisión Europea llamaba al replanteamiento de una política energética integrada, para responder a la situación de alta dependencia de las importaciones de Crudo, los países miembros rechazaban la adopción de una política supranacional que regulara el mercado del petróleo, prefiriendo responder a los problemas de seguridad de suministro de manera poco menos que descentralizada. (Commission of the European Communities, 1968)

A pesar de la visión de una política energética diversificada en el largo plazo por parte de la Comisión Europea, ésta tampoco tenía la capacidad política, ni la competencia legal para hacer efectiva alguna política de diversificación energética común. Para los miembros de las comunidades europeas, los biocombustibles como instrumentos de sustitución de los derivados del petróleo no tenían razón de existir en un mercado internacional del petróleo que funcionaba relativamente bien.

Por oposición a la fragmentación de la política energética, la intervención estatal en el ámbito de la agricultura pasó a tener escala comunitaria después del tratado de Roma, dando lugar a una Política Agraria Común. Esto significó la unificación de las políticas para el mercado común agrícola de las Comunidades Europeas sobre la base de los principios de unidad de mercado, preferencia comunitaria y solidaridad financiera. Los instrumentos básicos serían la garantía de precios elevados para los agricultores y la protección de las importaciones en la frontera. En este contexto el marco regulador de la protección de los cereales (materia prima para obtener etanol) les permitía fijar un precio por encima del precio del mercado, mientras que el mecanismo de ayuda a las oleaginosas

(materia prima para obtener biodiesel) se basaba por entonces en las ayudas directas a las rentas de los productores, de acuerdo a las variaciones de los precios de mercado. (Zobbe, 2001)

Con este elevado nivel de protección de las principales materias primas en el mercado común europeo y con un suministro relativamente estable de petróleo, que estimulaba el crecimiento y la recuperación económica de Europa, no se dieron las condiciones para promover la diversificación energética mediante el uso de biocarburantes a nivel comunitario.

V.1.3. Política energética y biocarburantes desde las crisis del petróleo hasta la caída de precios a mediados de los años 1980s

Durante este periodo las relaciones de conflicto entre las IOC y los países productores terminaron con el control de la gestión de los recursos energéticos que las multinacionales habían detentado durante los periodos anteriores, dando lugar al inicio del control y administración de la producción por parte de los "host countries". Este cambio desencadenaría el primer y segundo shock petroleros en los 1970s, que significaron abruptos incrementos de los precios del crudo favoreciendo a los países productores agrupados en la OPEP, en detrimento de las economías occidentales y sus IOC. (Stevens P. , 2010)

La inelasticidad de la demanda favoreció una redistribución de la riqueza petrolera de los países de la OCDE a los países productores, después de décadas en las que habían alimentado sus economías con petróleo barato. La reacción de los países de la OCDE fue plantearse, por primera vez en décadas, una política energética de diversificación de fuentes de energía y administración de la demanda de petróleo, entre otras medidas. (Greene, 2004) Asimismo, nació la Agencia Internacional de la Energía para coordinar políticas de demanda y contrapesar el poder de la OPEP, a la vez que se adoptaban medidas conjuntas de ahorro energético, de incremento de la producción energética nacional, especialmente de petróleo, y se incrementaba la investigación en fuentes alternativas de energía. (Scott, 1994)

El ambiente económico de la época se caracterizaba por la inestabilidad y por una reversión de la tendencia de crecimiento de la década anterior. El aumento de los precios de las materias primas, principalmente del petróleo, desencadenó los problemas de desequilibrio en la Balanza de Pagos de los países dependientes de las importaciones de materias primas, a la vez que incrementaba la inflación. Asimismo, caían las expectativas y aumentaba el nivel de endeudamiento de las empresas, reduciéndose la inversión productiva y afectándose el ritmo de crecimiento de la economía. El PIB de los países de la OCDE, que había crecido a una tasa media del 6,5 % al año durante la década anterior a 1973, creció solamente a una media de 2,5 % al año entre 1973 y 1978, mientras que el dinamismo del comercio internacional se reducía del 8,3 % entre 1960 y 1970 a 5,2 entre 1970 y 1980. (Hamilton, 1983)

-Brasil

En este periodo las políticas de promoción de biocarburantes se desarrollaron notablemente sobre la base de una confluencia de intereses entre el sector sucro-alcoholero, el gobierno y los consumidores finales, que optimizó las condiciones regulatorias de sustitución de gasolina, en favor el uso de etanol carburante en Brasil. Por un lado, el encarecimiento de los precios del crudo favoreció una amplia política de diversificación energética por parte del gobierno, con un rol protagónico para el etanol carburante, como sustituto de la gasolina en el transporte. Por otro lado, con una política de expansión del uso de la caña a los mercados de energía el sector sucro-

alcoholero tenía los incentivos necesarios para apoyar y cooperar en la política oficial de sustitución de la gasolina con etanol carburante.

El crecimiento económico y la rápida industrialización de Brasil durante la post guerra, incrementaron notablemente su demanda de consumo energético, especialmente de crudo y derivados del petróleo en el transporte. Mientras que otros sectores como el de producción eléctrica superaban el 90 % de autonomía basada en la abundancia de los recursos hidráulicos del país, los otros sectores con alta intensidad en el consumo de petróleo, como el industrial, y especialmente el sector del transporte (con una elasticidad precio de la demanda mucho menor y una cuota de consumo total del carburante fósil del 59 %), llegaron a este periodo con un nivel de dependencia externa en las importaciones de petróleo de alrededor del 60 %, por lo que el país era más vulnerable a los cortes de suministro y al incremento abrupto de los precios. Los efectos del Shock petrolero sobre la balanza de pagos fueron inmediatos. El valor de las importaciones de petróleo se duplicó con el shock entre 1972 y 1974, y el déficit entre 1973 y 1974 creció un 320 %, pasando de alrededor de 1,7 billones de dólares a 7,1 billones.⁸⁰⁶

El contexto internacional del mercado de crudo, sumado a la nueva crisis de sobreproducción y precios en el mercado del azúcar, constituyeron las condiciones necesarias y suficientes para maximizar la cooperación entre el gobierno brasileño y el sector industrial del azúcar en pro del uso del alcohol carburante, y en un nuevo marco político de impulso a la exploración y producción propia de energía. Aunque no cabe duda que el periodo de económicas y seguras importaciones de petróleo relajaron las políticas energéticas de autosuficiencia de Brasil, la inflación de costes provocada por el shock petrolero del 1973 encontró a un país más preparado en materia de política de sustitución energética que muchos otros países pertenecientes a la OCDE (más confiados en la estabilidad de precios y en el control del mercado internacional mediante sus IOC), y con un nivel importante de experiencia institucional e industrial para dar el giro hacia una política de diversificación energética basada en un mayor uso de recursos propios. Aun con los problemas de diseño institucional, los objetivos de la política agro-energética del etanol se basaron inicialmente en tres pilares: su uso como combustible y materia prima para la industria química, con el fin de reequilibrar la balanza de pagos al reducir las importaciones de petróleo destinadas al sector; como carburante para reducir la dependencia y el riesgo de suministro energético en las fuentes de energía primaria importadas; y como instrumento de apoyo al sector agroindustrial del azúcar. (De Castro Santos , 1979)

La confluencia de intereses entre la política energética del gobierno y el interés en la intervención reguladora del Estado por parte del sector agroindustrial de azúcar, sumados a la experiencia y a la trayectoria histórica del uso del etanol carburante en Brasil, dieron lugar a un periodo de alta intervención estatal en el mercado de carburantes y de los productos de la caña de azúcar, en favor

⁸⁰⁶ La recuperación de la balanza de pagos desde 1976 hasta el advenimiento de la segunda crisis (principalmente a causa del influjo de capital extranjero como consecuencia del incremento de la deuda), no fue óbice para el fortalecimiento del Pro-alcohol en sus primeras fases. Esto debido a la importancia y el peso del sector sucro-alcoholero, afectado por una nueva situación de crisis de sobreproducción plasmada en la gran acumulación de stocks durante la cosecha 1976-1977, que favoreció la promoción y el impulso institucional de la política de promoción etanol carburante durante la primera fase del PNA. Posteriormente con la guerra de Irak-Iran, los precios escalaron nuevamente y el déficit comercial se triplicó, y las condiciones básicas para las políticas de autosuficiencia, y entre estas, la promoción del uso del etanol se asentaron aún más. Ver: (Navarro, Análise Macroeconômica do programa do álcool, 1979)

de la expansión del mercado. Así se desarrolló un programa público de sustitución del petróleo por energías renovables de una envergadura y alcance sin precedentes en la historia de la política energética brasileña y mundial. El rol del gobierno fue fundamental durante el lanzamiento del PNA, enfocado en reducir la incertidumbre mediante el aumento regulado del nivel de demanda del biocarburante, para fomentar la inversión en el sector y expandir la producción, coordinando los intereses de los diferentes sectores involucrados: los productores de caña, de azúcar, de etanol, la industria automovilística, los consumidores y los distribuidores. (La Rovere, Santos Pereira, & Simões, 2011)

Los objetivos de maximización de la sustitución de la gasolina por el alcohol, condujeron a una refundación de la política agro-energética y en consecuencia a la creación de un marco institucional propio que funcionaba como un sistema de optimización de la oferta y de la demanda, y donde el enorme gasto público se justificaba económicamente en el desacoplamiento de la participación del petróleo importado en la matriz energética brasileña, tanto en el corto como en el largo plazo, así como políticamente en la producción de carburantes obtenidos de fuentes primarias de energía autóctonas y en el apoyo al sector industrial del azúcar. (Barzelay, 1980)

Primero, los instrumentos se enfocaron en promover la oferta de etanol y se alcanzaron los objetivos de producción propuestos de 3 billones de litros en 1980. En el sector agroindustrial del azúcar, el Estado intervino para reducir el impacto de la crisis de sobreproducción, así como para atenuar el coste futuro de oportunidad en que podrían incurrir los productores de etanol en un escenario de altos precios del azúcar. Una de las principales medidas para estabilizar la producción en el largo plazo fue el establecimiento de un precio de paridad entre el azúcar y el alcohol. Con un alto nivel de subsidios a todos los niveles de la cadena de valor, era un gran negocio tanto producir como consumir etanol en Brasil. (Pelin, 1984) Posteriormente el énfasis se puso en la demanda de etanol, para lo que se establecieron incentivos a la industria automotriz con el fin de repoblar el parque automotor con vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado, incentivos a los consumidores finales en bomba, así como la mejora de los principales problemas logísticos de la cadena de valor del biocarburante, donde tuvo un rol importante la PETROBRAS. El desarrollo industrial de Brasil favoreció la participación del sector automotriz en el plan nacional del alcohol carburante. El desarrollo tecnológico vinculado a los vehículos de consumo exclusivo de etanol, junto a los incentivos a la demanda de consumo, hicieron emerger al etanol como una seria competencia a la gasolina en el mercado brasileño de carburantes (Nogueira, 1982). Así, mientras que los mandatos de mezclas de etanol anhidro se encargaban de cargar la gasolina vendida en el mercado con el biocarburante de caña, las subvenciones a la oferta y a la demanda de etanol hidratado fomentaron el uso independiente del etanol como carburante de automoción, el cual competía con la gasolina en bomba.

Este nivel de convergencia de intereses entre los sectores energético y agrícola para la promoción de los biocarburantes fue el resultado de la confluencia de una serie de condiciones para la emergencia de un nuevo mercado, que allanaron el camino hacia una nueva política energética de sustitución del petróleo en el sector del transporte en Brasil. Mientras que en los periodos anteriores se presentaron condiciones necesarias para el despliegue del etanol carburante, como la crisis de sobreproducción del sector azucarero, los mecanismos de apoyo al etanol como el establecimiento de recursos financieros específicos para el programa del alcohol-motor, la aplicación de instrumentos regulatorios como las obligaciones de mezcla, los créditos subvencionados, las

garantías de un precio mínimo para el etanol carburante o el adecuado marco institucional que canalizara las demandas de los productores, todo ello no tuvo un impacto significativo en el desarrollo del mercado; en realidad, las condiciones suficientes para el despliegue de las políticas aplicadas en el Programa nacional del Alcohol solamente llegarían tras la crisis del petróleo de los años 1970s, cuando el elevado incremento de los precios del crudo a causa del recorte de la producción en los mercados internacionales reactivó la demanda de carburantes alternativos de producción propia y favoreció el impulso político del gobierno a la industria de biocarburantes en Brasil.⁸⁰⁷

-EEUU

Durante el periodo de crisis del petróleo las políticas de promoción de los biocarburantes surgen en medio de una divergencia de intereses entre el Gobierno Federal, más propenso a la diversificación y uso del etanol, y un sector agroindustrial con menos incentivos para la producción del biocarburante relacionado con el alto nivel de protección de sus productos agrícolas con potencial energético sumado al alza de precios de los cereales y las oleaginosas durante esta década. Aún en este escenario, los incentivos económicos otorgados a la producción del biocarburantes por parte del gobierno federal tienen un impacto en la reducción del coste de oportunidad para la industria agroalimentaria, reactivándose el uso del maíz para la producción de etanol, principalmente a mitad de este periodo. Por un lado, los altos precios del petróleo y la pérdida del control de los mercados internacionales por parte de las IOC estadounidenses motivaron el giro de la política energética de Estados Unidos hacia la diversificación de fuentes energéticas y de suministro de petróleo, en un contexto de declive de la producción nacional y una elevada demanda de hidrocarburos. (Van der Linde, *Dynamic International Oil Markets. Oil Market Developments and Structure 1860-1990*, 1991) Por otro lado, el incremento de precios del petróleo, sumado a las políticas de subsidios para la transformación de productos agrícolas en etanol carburante por parte del gobierno, proporcionaron los incentivos necesarios para que el sector agroindustrial, especialmente los grandes productores de maíz, invirtieran en la producción de alcohol carburante, aunque no lo suficiente para desplegar inversiones a gran escala dado que todavía el mercado para el etanol estaba bastante restringido. (Lazzari, 1997). Aun con el incremento abrupto de los precios y con los incentivos establecidos por el gobierno federal, no se observa en esta época una convergencia de intereses entre el sector agroindustrial y el gobierno federal.

Desde el punto de vista de la planificación energética, la crisis del petróleo de 1973 fue aparentemente difícil de predecir. El incremento de la dependencia en el petróleo y la falta de planificación energética habían reducido la elasticidad de la demanda norteamericana en casi todos los sectores durante todo el periodo entre la postguerra y la crisis petrolera. (Greene, Leiby, & Patter, 2008) La crisis del petróleo y la pérdida del dominio de los mercados internacionales de crudo por parte de las IOC, marca el inicio de la llamada lucha por la independencia energética en EEUU. El escenario de abruptos incrementos de precios del crudo favorece el giro de una política energética basada en subvenciones a la industria del petróleo, a la diversificación de suministro y

⁸⁰⁷ Ver: de Castro Santos (1985)

fuentes, así como el apoyo al desarrollo de otras energías alternativas en el mercado estadounidense de carburantes. (Half, 2008)

La convergencia de los intereses del gobierno Federal sobre la nueva política energética y los intereses particulares de los productores de materias primas dependería de que cuán atractivo fuera la producción de etanol, y de cuán segura fuera la inversión a medio y largo plazo en costosas instalaciones de conversión, transporte y almacenaje de biocarburantes. Mientras se intentaban regular y controlar los precios del petróleo en el mercado interno, se inició una política de fomento del desarrollo de fuentes alternativas de energías como el etanol carburante. Los instrumentos como exenciones y créditos fiscales, así como la protección en la frontera mediante el incremento de aranceles, tenían como objetivo generar los incentivos necesarios para que la agroindustria, especialmente del maíz, se decidiera a entrar en el negocio de la producción de etanol a gran escala y poder sustituir así, gran parte del consumo de gasolina.

La política medioambiental de la Agencia de Protección Medioambiental (EPA) de Estados Unidos durante los años 1970s y el posterior reconocimiento del etanol como oxigenante de la gasolina, permitieron las mezclas con gasolina en un nuevo escenario de liberalización de precios y desregulación de la industria petrolera durante el gobierno de Ronald Reagan. El despegue del mercado de oxigenantes de la gasolina, con el Etanol y el MTBE a la cabeza, incrementó la demanda nacional, siendo éste último el que presentaba la mayor cuota de mercado. (US-EPA, 2012a)

Aunque similares en la idea de activar el mercado, las medidas del Gobierno Federal no tuvieron el nivel de intervención, ni la envergadura, ni el control regulatorio suficiente sobre el sector agroindustrial como sucedió en el caso Brasileño. Sin embargo, se puede decir que en este periodo se da inicio a una nueva política de subsidios al sector agroindustrial del maíz y otros agroenergéticos, especialmente mediante instrumentos económicos de carácter fiscal justificados en la reducción del coste energético de las importaciones de petróleo. El gobierno entendió por primera vez que podría alcanzar un doble objetivo, la sustitución progresiva de los derivados del petróleo y la diversificación de los mecanismos de protección del sector agroindustrial.

-La UE

Aun con la estanflación ocasionada por los choques exógenos de la crisis del petróleo, las políticas de diversificación energética en favor del uso de biocarburantes a nivel comunitario fueron básicamente de recomendación y no tuvieron la suficiente fuerza vinculante, como para fomentar el cambio en los patrones de producción y consumo de carburantes en el mercado de la UE. Consideramos que gran parte de esto puede explicarse por la fragmentada política energética y el sistema de protección agraria de la UE. Teniendo en cuenta estos factores, consideramos que este periodo estuvo marcado fundamentalmente por el conflicto entre los principales actores del gobierno y el sector agroindustrial.

Aún con el reconocimiento del Consejo especial de Ministros de la CEE, sobre los problemas de la dependencia energética, de la necesidad del desarrollo de fuentes de energía alternativas a las tradicionales, de la necesidad de estabilidad y seguridad de suministro, de la importancia de

estabilidad de precios de la energía, así como de la necesidad de medidas equitativas para la promoción de la competencia entre las diferentes fuentes energías definidas en el marco de una política económica común, las medidas en favor del uso sustitutivo de biocarburantes eran muy difíciles de adoptar en un contexto tan fragmentado de la política energética comunitaria vinculada a los hidrocarburos.⁸⁰⁸

Esta debilidad institucional de la respuesta común a los avatares de la crisis del petróleo, reflejaba la reticencia de los Estados Miembros a ceder más prerrogativas a la Comunidad en materia de política energética. Esto, a pesar de que la Comisión Europea ya planteaba que un enfoque conjunto a la crisis energética era más efectivo que una solución descentralizada, y que las reglas del mercado común podrían servir de base para efectuar ciertas políticas comunes necesarias para reducir la dependencia de las importaciones de petróleo.

El tratado de la CEE fue la única fuente legal sobre la que durante cierto tiempo se apoyó la política del sector energético relacionada a los hidrocarburos y otras fuentes de energía primaria y secundaria. Como hemos analizado en el capítulo IV, en 1985 el Consejo Europeo autorizaba a los Estados miembros la utilización de las mezclas de gasolina con compuestos oxigenados, sin llegar a establecer ningún incentivo económico o regulación Comunitaria que afectase el mercado de petróleo o el sector agroindustrial para equilibrar la competitividad de ambos productos en el mercado de carburantes para el transporte. Esto no significa necesariamente que tales medidas fueran desarrolladas a nivel de los Estados miembros. La posterior caída de los precios del petróleo debilitaría la necesidad de un mercado de biocarburantes en los Estados miembros, y la confianza en el mercado del crudo se revigorizaría luego de 1986, fecha en que se observa el inicio de un declive de los precios internacionales. (COM, 1995)

Sin embargo, con la PAC subvencionando la agricultura por un lado, y con la inmovilidad y ausencia de convergencia entre los miembros del Consejo Europeo por otro para aplicar instrumentos económicos o regulaciones comunes para enfrentar los problemas energético petroleros, el escenario de las políticas de promoción de biocarburantes a nivel de la UE continuaba siendo desfavorable. En esta situación de coyuntura y desarrollo político incipiente de la UE, las políticas de promoción de biocarburantes a nivel comunitario fueron, por tanto, bastante restringidas

V.1.4. Periodo 4: Estabilidad de los mercados del petróleo y biocarburantes hasta fines del siglo XX.

Durante este periodo mencionado se observa un funcionamiento del mercado internacional de crudo favorable para los grandes consumidores de petróleo de los países industrializados, tanto por el declive de los precios como por la relativa estabilidad de suministro y debilitamiento de la cooperación entre los miembros de la OPEP. El desplome de los precios del petróleo marcó un nuevo periodo en el comportamiento del mercado internacional. La disciplina de cuotas de producción de la OPEP empezó a fallar y los precios del petróleo cayeron. Tras el Consenso de Washington se incrementó la confianza en el funcionamiento de los mercados de petróleo, y se desarrolló el mercado de valores y futuros para la cobertura de riesgos de precios de los productos petroleros y otros productos energéticos. (Van der Linde, 2000)

⁸⁰⁸ Protocolo de Acuerdo relativo a problemas energéticos. JOCE L 69-30/041964

Asimismo, se incrementó la competencia entre las compañías internacionales y las compañías nacionales de los países productores por el aseguramiento de la explotación de las reservas de crudo. La situación de caída de los precios impulsó una ola de fusiones entre las IOC. La sobreproducción de petróleo bajó el precio del Brent, que cayó hasta los 10 USD por barril en 1999. Luego de este periodo se restableció la cooperación entre los miembros de la OPEP y la disciplina de cuotas, cooperación que iniciaría un nuevo periodo de subida de los precios del crudo durante la siguiente década. (Stevens P. , 2008)

-Brasil

Durante este periodo el coste de oportunidad del gobierno para mantener las políticas de promoción del etanol carburante aumentó por el declive de los precios del petróleo y por la crisis económica, agravada por la acumulación de la deuda pública desde finales de los 1980s. Esto condujo primero al corte de los subsidios al PNA y posteriormente al desmantelamiento de las principales medidas que definieron al PNA como un plan centralizado y de alta intervención económica. Estas medidas promovieron la liberalización gradual del sector, un mayor rol del mercado en la distribución de los costes de las políticas de sustitución energética, así como una drástica reducción de los subsidios federales. Como consecuencia, el gobierno congeló las políticas de promoción del uso de biocarburantes, recurriendo posteriormente a la liberalización y la desregulación de los mercados conexos.

En este contexto, el incremento de los precios del azúcar en el mercado internacional, la liberalización y la retracción del rol del Estado en la Economía brasileña, así como la desregulación de los precios de paridad entre el etanol y el azúcar, aumentaron notablemente el coste de oportunidad de producir etanol en lugar de azúcar para los productores del sector sucro-alcoholero brasileño. La nueva vinculación de precios del etanol a los de la gasolina desincentivó la producción, dando lugar a una crisis de abastecimiento de etanol hidratado que llegó incluso a la importación de etanol para cubrir la demanda interna. Estas medidas, junto a la paralización de los subsidios, condujeron progresivamente hacia un escenario de minimización de las políticas del uso del etanol hidratado, y como consecuencia la demanda del biocarburante cayó drásticamente. (Baccarin, 2005)

Pero la liberalización del sector también transformó la industria. Muchos subsidios directos a la producción y gastos burocráticos fueron eliminados y se establecieron nuevas condiciones de competencia en el mercado, eliminando a los productores más dependientes de los subsidios y debilitando a los grandes productores. Esto condujo a un proceso de fusiones, adquisiciones y concentraciones de capital, que reorganizaron la producción de etanol carburante y de la caña de azúcar. Además, el impacto de la liberalización en el mercado daría lugar a una segmentación de las transacciones comerciales, que ahondaría la caída de los precios del etanol carburante. La caída de precios del alcohol aumentaría aún más el coste de oportunidad de producir etanol y afectaría seriamente el funcionamiento del mercado interior de carburantes renovables de Brasil. (Macêdo, 2011)

Sin etanol, la demanda de vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado (VCEE) se desplomó, y subsecuentemente el ritmo del consumo de etanol hidratado. La tímida intervención del gobierno

no pudo recuperar la confianza de los consumidores en los VCEE. Además, los precios bajos de la gasolina, así como el problema de oferta del etanol hidratado, afectaron la competitividad y la imagen del biocarburante de caña en el mercado, siendo en definitiva una alternativa menos económica y más riesgosa para los nuevos consumidores de automóviles al momento de elegir el tipo de vehículo de transporte preferido (a gasohol o a etanol hidratado), lo que condicionaría el consumo futuro de biocarburantes. La recuperación plena de la demanda no se alcanzaría sino hasta la llegada de los vehículos de consumo flexible al mercado durante los primeros años del 2000.

Sin embargo, aún con la liberalización del sector y las restricciones presupuestarias derivadas de la crisis, el Estado mantenía un nivel de intervención suficiente para mantener en lo posible el consumo de etanol en el mercado de mezclas carburantes, aunque a niveles mínimos. Mientras que el suministro de etanol hidratado fue afectado duramente por la desregulación y la caída de los subsidios, el etanol anhidro pudo mantener sus niveles de demanda mediante los mandatos de mezcla obligatorios que sobrevivieron a la desregulación. Estos instrumentos encontraron nuevos fundamentos económicos para su aplicación, basados principalmente en la internalización de los costes medioambientales externos derivados de la combustión de combustibles fósiles. (Goldemberg & Macedo, 1994)

Así, el gobierno mantuvo vigentes los mandatos de mezcla para sostener el nivel de consumo del etanol anhidro en el mercado, aunque estas obligaciones estarían justificadas en el marco de las nuevas políticas de protección ambiental y posteriormente de lucha contra el cambio climático. En este sentido, la política de control de la contaminación por emisiones derivadas del consumo de productos petrolíferos flexibilizó la reticencia del gobierno para mantener a flote la demanda de biocarburantes mediante la regulación del consumo de gasolina. Consideramos que en el caso Brasileño el coste ambiental externo se erigió como un elemento favorable para el etanol, que coadyuvó a mantener algunos instrumentos de demanda y posteriormente adoptar nuevas políticas de uso de biocarburantes.

En un entorno económico poco favorable al uso del etanol carburante en Brasil, surge la protección ambiental como un nuevo y oportuno objetivo que se integra en las políticas energéticas de sustitución de petróleo, impactando en un primer momento en el mantenimiento del consumo de etanol anhidro, para luego desplegar toda su influencia en las medidas adoptadas sobre los demás carburantes renovables. La dimensión ambiental justificó durante este periodo un acercamiento de intereses entre el sector privado y el gobierno para mantener un nivel mínimo de etanol anhidro en el mercado. Estas medidas se dan en un contexto de gradual minimización del uso del etanol hidratado, potenciado por los bajos precios del petróleo, así como por la desregulación y la lenta liberalización del sector, del azúcar y el etanol.

-EEUU

Durante este periodo los intereses entre el Estado y el Sector agroindustrial, en relación con el fortalecimiento de las políticas de promoción de los biocarburantes, fueron bastante divergentes. Consideramos que esta respuesta política se debe tanto a objetivos discordantes derivados de la política de seguridad energética, al endurecimiento de las políticas protección ambiental en el sector

del transporte, así como al cambio en las expectativas de los productores de materias primas sobre las políticas de protección de la industria agrícola vinculada al maíz, todas estas afectadas por los bajos precios del petróleo observados durante este periodo. En un escenario de bajos precios del crudo, junto a un funcionamiento más dinámico en el mercado internacional del petróleo, se desarrolla el tímido avance de las políticas de uso de los biocarburantes en EEUU, situación que se ha observado hasta finales de los 1990s.

Como se ha expuesto en el capítulo III, luego de la etapa de liberalización de la política energética durante el gobierno del presidente Reagan, la política energética retomó el curso de mayor intervención económica que caracterizó a los años 1970s. Sin embargo, la política de ahorro energético, de diversificación hacia fuentes alternativas de energía producidas nacionalmente, así como de uso de carburantes alternativos, que en el discurso político tenían como objetivo reducir la dependencia energética en el petróleo importado, fueron afectadas por la evolución favorable de los precios del petróleo. Además, a diferencia de la etapa de intervención de los años 1970s, la política energética fue influenciada no solo por la búsqueda de seguridad energética, sino también por la mayor importancia de los problemas medioambientales relacionados con las emisiones de GEI por el uso de combustibles fósiles y su influencia en el cambio climático. (Duffield, Xiarchos, & Halbrook, 2008)

Sin embargo, antes de que la variable medioambiental entrara en la escena energética, el declive de los precios del petróleo durante este periodo redujo el interés del gobierno Federal en promover los biocarburantes de una manera más intensa, y esta situación se prolongaría hasta fines de la década de los 1990s. Estos precios fortalecieron la demanda de derivados del petróleo en el mercado, lo que afectó las condiciones de inversión para el desarrollo de fuentes alternativas, así como la producción de biocarburantes, postergando las grandes políticas federales de desarrollo de fuentes alternativas al periodo siguiente.

El incremento de la importancia de las políticas ambientales favoreció el mantenimiento de los incentivos a la oferta, así como del establecimiento de políticas de demanda de biocarburantes en un periodo de abaratamiento del crudo y mayor competencia en el mercado Internacional entre las IOC y las NOCs. El gobierno mantuvo los incentivos económicos a la producción de etanol y promovió otras políticas de diversificación de fuentes energéticas. La política ambiental atenuó el impacto de la caída de precios del petróleo en el mercado de biocarburantes y justificó las ayudas y las regulaciones de promoción de su uso en el mercado de carburantes de automoción. Mientras que el gobierno incrementaba paulatinamente los impuestos a los carburantes fósiles como la gasolina y el diésel, mantuvo también los beneficios fiscales para el uso de los biocarburantes. Asimismo, en el marco del control de emisiones contaminantes, la EPA reguló el uso obligatorio de oxigenantes en la gasolina. Esto favoreció el desarrollo del mercado de oxigenantes en EEUU, siendo el etanol el oxigenante más usado después del MTBE, que era producido por la industria petrolera y no se podía beneficiar de los estímulos fiscales. Posteriormente, el incremento de la producción de etanol se intensificaría luego de que el Estado de California prohibiera el uso del MTBE por sus adversos efectos en el medioambiente. (McGarity, 2004)

Con las previsiones de incremento de los precios del crudo hacia finales de la década de los 1990s, el apoyo político a las energías renovables y otras fuentes autóctonas de energía aumentaría en relación al periodo anterior. El desarrollo económico, la seguridad energética y la protección

ambiental serían una triada de objetivos para impulsar una política energética de largo plazo basada en el incremento de la explotación de recursos propios. En este contexto se lanza una estrategia nacional de estímulos económicos al sector privado para la adopción de tecnologías competitivas para explotación de productos de base biológica y bioenergía, con el fin de poder incrementar la producción en el largo plazo. Cabe resaltar que la estrategia de diversificación energética basada en la promoción de la bioenergía incluía expresamente el uso de cultivos alimentarios para la obtención de carburantes. (Schnepf R. , 2011)

Desde la perspectiva de la agroindustria y la política agrícola estadounidense, aun con el fracaso de la ronda de Tokio en materia de liberalización del comercio internacional de productos agrícolas, los efectos de los subsidios agrícolas irían perdiendo gradualmente menos apoyo político en un contexto de crisis económica. Así, desde los 1980s, las políticas de pagos y subvenciones a los productores agrícolas en los países industrializados habían causado una sobreoferta en el mercado mundial que arrastró a la baja los precios de los productos agrícolas. La carga fiscal de las medidas de protección aumentó debido al mayor gasto interno y a la menor recaudación por derechos de importación. Esto, en un contexto de recesión económica, condujo a una nueva ronda de negociaciones comerciales multilaterales, con la idea de que una apertura del comercio podría mejorar las condiciones de la economía. (Stancanelli, 2009)

El restablecimiento de las negociaciones multilaterales del GATT durante el inicio de la ronda de Uruguay en 1986, aunque no redujo sustancialmente el nivel de ayudas a los agricultores de los países desarrollados, sería el inicio del debilitamiento gradual de la forma tradicional de protección de la agricultura en EEUU. Las negociaciones permitieron llegar al Acuerdo para la Agricultura, y esto era importante porque se regulaba la intervención de Estado en el comercio agrícola, pudiendo muchas medidas someterse a las disciplinas de la OMC, mientras que se exigían compromisos futuros de reducción de los subsidios que distorsionan el comercio, así como compromisos de mantener solo los subsidios que no causen o que causen distorsiones mínimas y que se apliquen en el marco de objetivos de políticas públicas, como la protección del medioambiente o el desarrollo rural. (Schnepf R. , 2005)

Este debilitamiento de la protección de los productos agroalimentarios con potencial agroenergético en EEUU incrementó el interés del sector en los biocarburantes. Desde entonces, las expectativas de los productores del sector agrícola estadounidense buscarían compensar las modificaciones en las políticas de protección del sector agrícola mediante el uso energético de los excedentes de producción. El desarrollo de políticas públicas de seguridad energética y protección ambiental vinculadas al uso de biocarburantes por parte del gobierno federal era necesario para expandir el mercado. Abrir nuevos mercados para las materias primas en un potencial escenario futuro de menor protección a los productos del sector agrario, junto a las ayudas del Estado y la regulación para el uso de oxigenantes de gasolina, fueron factores que incentivaron la diversificación en el sector agroindustrial y favorecieron el incremento de la producción de biocarburantes, pero en un escenario de políticas restringidas debido a los bajos niveles de los precios del petróleo, observados en la mayor parte de este periodo.

-La UE

Durante el periodo considerado, los bajos precios en el mercado internacional del petróleo, enfriaron el interés en promover energías renovables mediante una política energética fuerte en el ámbito comunitario, mientras que las reformas de la PAC empezaban a adaptarse a las nuevas reglas en los mercados internacionales de “*Commodities*” agrícolas, afectando la comodidad que brindaba el habitual sistema de proteccionismo europeo, especialmente en aquellos productos agrícolas susceptibles de ser utilizados como biocarburantes. Adicionalmente, otros elementos tomarían mayor peso en las decisiones de los actores institucionales. Entre éstos se encontraba principalmente la creciente importancia de las políticas medioambientales para la Comunidad Europea, especialmente graves en el contexto del problema del cambio climático (donde la UE tomaría la iniciativa a nivel global), así como el remarcado declive de las IOC occidentales en el mercado mundial de petróleo y el aumento de la dependencia energética en Europa.

En relación con el cambio en la política agrícola y los efectos indirectos y directos en el interés del sector agroindustrial europeo en la producción de biocarburantes, observamos que las expectativas de protección del sector fueron afectadas principalmente por dos eventos estrechamente ligados a la política de protección agraria en la UE, la reforma de la PAC de 1992 y los compromisos vinculantes derivados de las negociaciones de la ronda de Uruguay. A pesar de la fragmentación de la política energética, las mejoras en los procedimientos de producción e implementación jurídica, adaptando las decisiones en materia de política energética a los objetivos políticos definidos en la legislación comunitaria permitieron desarrollar algunas medidas vinculadas con la política medioambiental y el mercado común, que serían importantes para el desarrollo ulterior del sector de los biocarburantes y otras fuentes de energías renovables. (UE-EEB, 2005)

El Medioambiente

En el caso de la política ambiental, consideramos que el gobierno de la UE como los gobiernos de los países miembros, han liderado la promoción de las políticas multilaterales y unilaterales en esta materia a nivel mundial. El problema global del cambio climático se convierte en una prioridad en la agenda de la UE, y la reducción de emisiones de gases GEI se constituye en un objetivo político comunitario de carácter vinculante. La UE busca proyectar los objetivos de competitividad de la economía europea, así como los objetivos de seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental, sobre el ámbito del sector energético y en el marco del mercado común. Las reglas para el funcionamiento del mercado común y la protección del medioambiente afectarían también las inversiones en proyectos de energías renovables y de biocarburantes en los Estados miembros. Los alcances de estas medidas son modestos durante este periodo, pero sientan las bases para un mayor desarrollo en el periodo posterior, marcado por la recuperación de los precios del crudo y el agravamiento de los efectos económicos de la dependencia energética.

La importancia del mercado común marcaría la pauta de las directrices y políticas de ayudas al medioambiente permitidas en la UE. Estas directrices serían medidas excepcionales que buscarían impulsar los proyectos de carácter ambiental, como la inversión en energías renovables y biocarburantes, con el objetivo adicional de no exacerbar las distorsiones al funcionamiento del mercado común. La política ambiental de la UE legitimaría así las ayudas ambientales para el despegue de la industria de los biocarburantes y justificaría las ayudas estatales.

En el caso de los incentivos fiscales, a diferencia de EEUU donde formaban el núcleo de las políticas de apoyo al sector de los biocarburantes, las medidas para la normalización de la fiscalidad de los

hidrocarburos a nivel comunitario durante este periodo no establecieron una suficiente diferenciación de la presión fiscal entre los derivados del petróleo y los biocarburantes, que incrementara adecuadamente la competitividad de estos últimos en el mercado interno. A pesar de que el impuesto selectivo comunitario a los hidrocarburos era un avance notable en la regulación de la política energética común, no se desplegó una política de estímulos fiscales a los biocarburantes durante este periodo, como sí se dio por el contrario en el caso de los Estados Unidos. Los pocos incentivos previstos en la regulación fiscal de los hidrocarburos no eran suficientes para promover por sí mismos la inversión a gran escala en proyectos de desarrollo de biocarburantes. En un contexto internacional de precios abaratados del petróleo, los miembros del Consejo Europeo no estaban convencidos firmemente de la adopción de un sistema fiscal que incentivara el desarrollo de la industria de carburantes renovables a nivel comunitario. (COM, 2011b)

Las energías renovables se presentaban como una opción para impulsar, entre otros objetivos, la protección del medioambiente. Instituciones de ámbito Internacional, como el Comité para la Política Medioambiental de la OCDE, señalaban que muchos Estados miembros estaban realizando esfuerzos para desarrollar su capacidad de producción de energías renovables, entre las cuales los biocarburantes eran una de las más importantes alternativas, especialmente en el inelástico mercado del transporte rodado. Las principales razones se encontraban en la mejora de la seguridad energética a través de la diversificación del suministro, el cumplimiento de objetivos medioambientales y sociales tales como el incremento del empleo rural y la reducción de emisiones de GEI, así como en las posibilidades de exportación. (COM, 1995)

La importancia de la protección ambiental en el sector de la energía se manifiesta de manera especial en el sector del transporte, sector donde los combustibles fósiles dominan el mercado. Se considera que estos combustibles imponen un coste a la sociedad por el deterioro ambiental, debido principalmente a las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero. Estas consideraciones aparecen pronto como fundamentos económicos de considerable peso político para generar acuerdos y fomentar el desarrollo de los carburantes renovables como sustitutos de los derivados del petróleo en el transporte rodado. (COM, 2000)

La PAC

Como hemos mencionado líneas arriba, la reforma de la PAC de 1992, así como la octava ronda de negociaciones del GATT en Uruguay, habían generado en el sector agrícola de la UE un mayor interés hacia las políticas de producción de biocarburantes. Con la reforma de 1992, la PAC se modificó de forma parcial y gradual, pasando de un sistema de intervención total en los precios y de garantías de adquisición de excedentes de producción a un sistema parcial de pagos desvinculados de la producción presente, aunque vinculados a los niveles de producción pasados. Estos cambios tenían como uno de sus principales objetivos que los precios de los productos agrícolas de la UE se redujeran progresivamente hasta nivelarse con los precios en el mercado internacional, y eran fruto de los compromisos adoptados por la UE a raíz de las negociaciones en materia de comercio agrícola de la Ronda de Uruguay. (IATRC, 1988)

A diferencia de la sobreproducción de azúcar en Brasil, los problemas de sobreproducción generados por el sistema clásico de ayudas de la PAC eran exacerbados por el mecanismo de compra de la UE de ciertos productos agrícolas, que expandían el nivel de demanda por encima de la demanda de mercado. Esto llevaba a que la UE tuviera que comprar millones de toneladas de excedentes de

producción cada año, y acumular gigantescos stocks que luego eran colocados en los mercados de los países en desarrollo. Cuando se trata de materias primas para la producción de biocarburantes, como los cereales, granos, remolacha u oleaginosas, este mecanismo podría haber desincentivado su uso energético en tanto que aseguraba la demanda de los productos agrícolas a los productores, y los productos eran destinados finalmente a los mercados alimentarios de otros países. (Patterson, 1997)

El cambio en la política de ayudas europeas afectó a casi todos los productos, incluyendo las materias primas usadas para la producción de biocarburantes como los cereales y las oleaginosas (girasol, colza y soja), que justamente habían sido los productos agrícolas que había disfrutado de la mayor proporción de las ayudas de las PAC durante los periodos anteriores. Con la reforma se buscaba hacer más competitivos estos productos y promover el incremento de su cuota no solo en los mercados de alimentación humana sino también animal, lo que implicaba a su vez un drástico corte de las ayudas a las exportaciones. La reforma se centró en sectores que habían disfrutado alrededor del 80 % de las ayudas del Fondo europeo de Orientación y Garantía Agrícola (FEOGA). En el caso de los cereales la progresiva reducción de los precios de protección alcanzaría el 30 %. Posteriormente, con la reforma de 1999 que buscaba profundizar en la reforma de 1992, se pactarían caídas generalizadas de precios en el sector de los cereales, de hasta un 20 %. (Muñoz del Bustillo & Bonete, 2000)

Los acuerdos alcanzados en materia de política agraria afectarían la protección del sector agrícola comunitario, y con ello incrementarían los incentivos para una mayor producción de biocarburantes. Estos cambios, producto de la negociación, fueron básicamente la reducción de las ayudas a las exportaciones (elevando la oferta de productos en el mercado interior y reduciendo los precios) y la reducción de un 20 % de la medida global de las ayudas (subvenciones a los insumos y otras ayudas), mientras que se mantenían ayudas vinculadas al I+D y a la protección ambiental, donde entran nuevamente los biocarburantes. Asimismo, se inició el cambio de los mecanismos de protección a las importaciones, basados en restricciones cuantitativas y "*prélèvements*", a un sistema arancelario más transparente y con una progresiva reducción de las tasas, que daría lugar a la futura política arancelaria de los biocarburantes y sus materias primas. (OCDE, 2011b)

Con las reformas se estableció una política de retirada de tierras para los productores de cereales y semillas oleaginosas, a cambio de recibir pagos en forma de ayudas a los cultivos energéticos. En general se trataba de sacar del mercado la producción de cereales y semillas oleaginosas, con el objeto de reducir la producción y mantener el nivel de los precios y de ingresos de los agricultores. Además del porcentaje obligatorio de tierras de retirada, que ha sido regulado y ha variado a lo largo del tiempo, los productores podían voluntariamente remover más áreas de la producción para el mercado agrícola recibiendo en este caso un pago sujeto a un límite preestablecido en la ley. Por lo menos hasta el final del 2003, los productores de semillas oleaginosas y cereales eran beneficiarios de pagos compensatorios.⁸⁰⁹

⁸⁰⁹En relación con este punto la estrategia para los biocarburantes planteada por la Comisión Europea ya preveía aplicar una serie de medidas para ampliar el suministro de materias primas, tales como la inclusión de la producción de azúcar para obtener etanol en los regímenes de ayuda de la PAC, o la posibilidad de transformar los cereales procedentes de las existencias de intervención entre otros mecanismos para

Asimismo, junto a las medidas de reducción de los precios de protección se adoptaron medidas de acompañamiento, vinculadas, entre otros objetivos, a la protección ambiental y al desarrollo agrícola sostenible. Los biocarburantes se presentaban ahora como una oportunidad, una fuente de energía renovable y medioambientalmente sostenible, que promovería, además de una salida a una considerable parte de la producción agrícola, la sustitución de carburantes fósiles en el transporte, el sector de consumo más vinculado a las importaciones energéticas de crudo de la UE. La PAC, desde entonces, apoyaría la producción de materias primas para la producción de biocarburantes de primera generación. Así, la reforma incrementó el interés de sectores agroindustriales en los cereales y las oleaginosas, lo suficiente como para empezar a ver que los mercados energéticos podrían ser una salida económicamente viable de gran parte de la producción agrícola y una forma de incrementar los precios en el mercado.

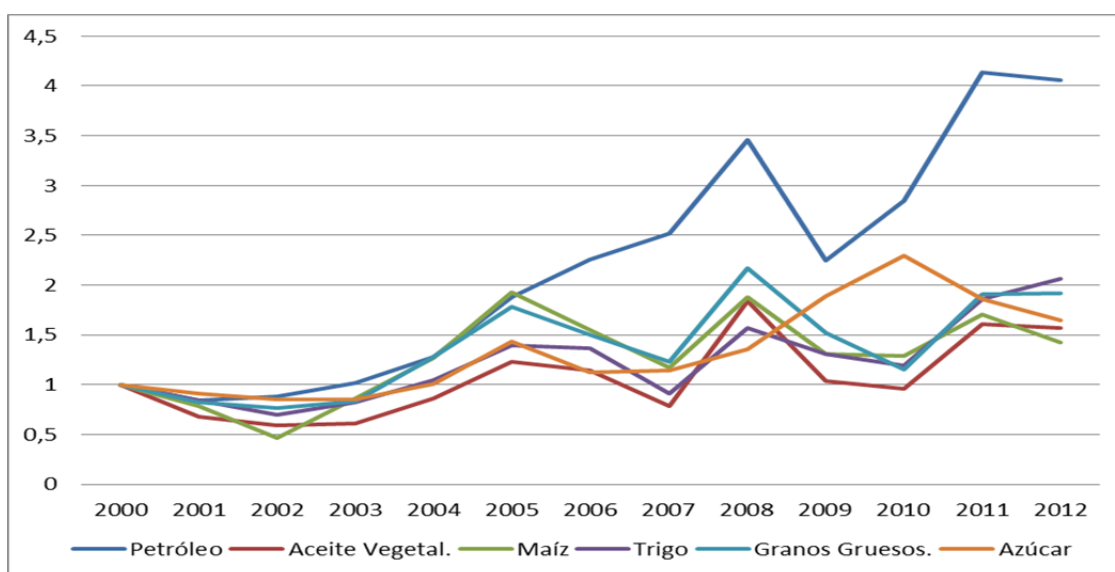
Estas condiciones aumentarían el interés en la producción de etanol y biodiesel para los productores agrícolas, mientras que en la UE los Estados miembros negociaban las condiciones óptimas para el desarrollo de una política de diversificación energética medioambiental y económicamente más sostenible que coadyuvara la reducción de las importaciones de productos energéticos, en un contexto de precios de la energía todavía desfavorable para los biocarburantes.

V.1.5. Repunte de los precios del petróleo y desarrollo de la industria de biocarburantes desde comienzos del siglo XXI

El período desde el comienzo del siglo XXI se enmarca en una serie de críticas al modelo económico imperante tras el consenso de Washington. En el sector de la energía, y especialmente en el de los hidrocarburos, esto se traduce en la desconfianza en el modelo *“Laissez Faire”* de los años 1990s, especialmente ante la ineffectividad del mercado para enfrentar la volatilidad de los precios y los problemas relacionados con el suministro de energía. La intervención del gobierno en el sector surge impulsada además por las preocupaciones relacionadas a los costes externos ambientales, principalmente vinculados al cambio climático, y a la seguridad energética tras la guerra de Irak. (Stevens P. , 2009)

Luego del periodo de precios bajos del crudo de los 1990s, la disciplina de reducción de la producción y el ajuste de las reservas en la OPEP iniciaron una senda de incremento de precios desde 1999. A pesar de una caída de los precios en 2001 y 2002, las expectativas sobre la guerra en Irak hicieron que se volvieran a incrementar, permaneciendo altos desde el primer cuarto del 2003 y hasta 2004. Durante la primera etapa de este periodo, el incremento en el nivel de precios fortaleció el nacionalismo de los países productores, lo que a su vez reafirmó la presión sobre las IOC. En 2005 los precios se incrementaron dramáticamente por el impacto del Huracán Katrina en el Golfo de México, y continuaron la senda alcista durante 2006 impulsados por el incremento de la demanda de economías emergentes como China e India, mientras que la desaceleración en la inversión en capacidad de producción por parte de las NOCs y las IOC ajustó el mercado y contribuyó notablemente al incremento de los precios del petróleo. En 2007 y 2008 el incremento continuó hasta pasar el umbral simbólico de 100 USD/barril, llegando a los 150 USD/barril en julio del 2008, el punto más alto del precio del petróleo. (OCDE, 2013b)

Gráfico V – 1: Precios del petróleo y precios relativos al petróleo de los principales productos agrícolas vinculados a la producción de biocarburantes



Fuente: elaboración propia a partir de USDA (2013), OCDE-FAO (2012) y IEA (2012)

Tras el inicio de la desaceleración económica a raíz de la crisis financiera, se produjo un colapso de precios, aumentó el exceso de capacidad en los países productores y resurgió el problema de la disciplina de cuotas entre los países de la OPEP. Al inicio de 2009 los precios cayeron hasta 40 USD/barril, aunque al final del año los precios se mantuvieron entre \$70 y \$80/barril, y en el periodo 2010 y 2011 los precios se incrementaron constantemente debido a la recuperación de la demanda tras la crisis. Así, en 2012 los precios promediaron los \$122,40/barril en marzo, antes de declinar a los \$100/barril en junio. (OCDE, 2013b)

-Brasil

La nueva senda de incrementos en los precios del petróleo, así como una nueva visión de la política energética, ambiental y económica, desarrolladas antes y durante este periodo, renovarían el interés del gobierno para establecer un nuevo marco de políticas públicas para la promoción de biocarburantes. Éstas nuevas políticas estarían basadas, más que en un sistema de alta intervención (como en las primeras fases del PNA), en un sistema flexible que trataría de expandir el funcionamiento del mercado interno, promoviendo la inclusión estable de los biocarburantes en la matriz energética brasileña. Por otro lado, el interés del sector sucro-alcoholero en relación al uso energético de la caña de azúcar, que como consecuencia de la desregulación en el periodo anterior estaba más expuesto a los riesgos derivados de las fluctuaciones de los precios internacionales del azúcar, iría en la misma dirección de la nueva política energética brasileña, generándose los incentivos suficientes para destinar gran parte de la caña de azúcar para la producción de etanol, y asentar así la industria sucro-alcoholera en un marco regulatorio estable en el largo plazo. Esta mezcla de incentivos promovió una vez más la convergencia de intereses entre el gobierno y el sector sucro-alcoholero, situación que se vería reflejada en la considerable expansión de la producción y el consumo de etanol carburante, desarrollándose progresivamente el mercado interno de energías renovables para el transporte rodado.

En el caso del gobierno, el poco interés en la promoción de sustitutos a los derivados del petróleo, característico del periodo de bajos precios del crudo, se incrementó nuevamente tras el aumento sostenido de los precios internacionales de crudo en los primeros años de la década pasada, apremiando la necesidad de sustitución de las crecientes y costosas importaciones de crudo y derivados. Sin embargo, este escenario se daría en un ambiente institucional e ideológico diferente al de los años 1970s, de tal forma que las nuevas políticas deberían encajar en el marco de una economía social de mercado. Con la nueva política energética, basada en la libre competencia y libertad empresarial, así como en la protección del medioambiente, el gobierno institucionalizó las bases para un pleno funcionamiento del mercado de biocarburantes, más libre, pero no exento por esto de una adecuada regulación económica para fomentar el correcto funcionamiento y la expansión del mercado. Teniendo en cuenta los problemas observados en las fases anteriores, el gobierno adoptó las medidas necesarias para ayudar a superar las diferentes barreras que impedían una mayor expansión de la oferta y sobre todo de la demanda de biocarburantes.

Desde el lado de la oferta, la integración de los biocarburantes y otras energías renovables en la matriz energética reducía el riesgo del marco regulatorio de las políticas de sustitución de combustibles fósiles en el largo plazo, promoviendo la inversión en la producción de carburantes

renovables sustitutos como el etanol o el biodiesel. Desde el lado de la demanda, el Estado generó los incentivos necesarios para favorecer la inversión en el desarrollo y comercialización de vehículos flexibles, que podían consumir tanto gasolina como mezclas de gasohol, reduciendo el alto riesgo de oportunidad de los consumidores de vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado, y favoreciendo notablemente el crecimiento de la demanda interna. En este contexto, el incremento del uso de vehículos flexibles en Brasil simboliza una nueva etapa en la expansión del mercado del etanol, siendo además el elemento que mejor explica el incremento de la demanda en el mercado de combustibles líquidos de la última década. (De Freitas & Kaneko, 2011)

Junto con estas medidas cabe resaltar la influencia oportuna de la política medioambiental. La protección ambiental no solo era coherente con la nueva política energética, sino que encajaba perfectamente con los principios básicos de la economía del bienestar, sobre la cual se justificaban ciertas intervenciones estatales en pro del buen funcionamiento del mercado de la energía, tratando de resolver los fallos de este mercado con el objetivo de maximizar el bienestar social. El problema del cambio climático dio lugar a una política propia y hasta un objetivo de reducción de emisiones de GEI, que fue un ejemplo del desarrollo de la política ambiental en Brasil. Como se ha mencionado en el Capítulo II, durante este periodo el gobierno aplicó una serie de medidas para promover la competitividad de los biocarburantes frente a los combustibles fósiles. Estas medidas, aun cuando algunas eran más efectivas que otras, se basaban en la internalización de los costes ambientales externos derivados del uso de carburantes fósiles en el transporte y se materializaron en instrumentos como los incentivos fiscales, las subvenciones al transporte del etanol y la readaptación del mecanismo de regulación de los mandatos de mezcla mínimos, favorables a los objetivos de uso de biocarburantes. (Goldemberg, Teixeira, & Már, 2004)

En el caso del sector sucro-alcoholero, generalmente expuesto al riesgo de precios del azúcar, la política de uso del etanol en la matriz energética nacional en mezclas que van de un 20 % a un 25 % y la institucionalización de la participación del sector en la toma de decisiones regulatorias vinculadas al uso energético de la caña promovieron un modelo flexible que redujo el riesgo de competir en el mercado de productos energéticos, generando los incentivos necesarios para que el mercado se desarrollara sostenidamente durante este periodo.

En medio de este marco institucional la producción han crecido notablemente en la última década, y la demanda también ha crecido a causa de incremento sostenido de los vehículos flex-fuel. La crisis de suministro de etanol del 2011, derivada principalmente de variables como la caída de la producción de caña de azúcar, el crecimiento de la demanda interna y la sostenida fortaleza de la demanda internacional de azúcar⁸¹⁰, han presionado la capacidad de oferta al máximo, abriendo de paso el camino hacia el uso de biocarburantes de segunda generación con el fin de resolver

⁸¹⁰ Asimismo, las exportaciones de azúcar están destinadas a incrementarse en el corto y mediano plazo debido a la expansión general del mercado mundial de productos agrícolas, el aumento de precios del azúcar y la reciente decisión de la OMC sobre la eliminación progresiva de los subsidios a las exportaciones de azúcar de los Países Europeos (lo que incrementaría las cuotas del azúcar brasileño en el mercado internacional). En este escenario, la producción de caña de azúcar a la de etanol podría ser preferible para los productores, dado que el azúcar presenta el un mejor flujo de fondos y menores gastos de almacenaje de stocks. Como la mayoría de plantas han adquirido flexibilidad para producir tanto etanol como azúcar, la seguridad de suministro de etanol podría verse afectada, tal y como sucedió en 1989. Esto, sumado a la falta de infraestructura de transporte a gran escala, podría afectar el mercado exterior del etanol y las posibilidades de exportación. Ver: (OECD-FAO, 2013)

principalmente los problemas de suministro interno de etanol, así como tomar medidas para expandir la oferta interna. Aunque actualmente la política energética brasileña se instituye en un marco de decisión relativamente firme y estable para los actores del mercado de biocarburantes, los condicionantes de la política energética pueden cambiar y, con ellos, las decisiones de los operadores del mercado, la regulación y la estabilidad del sector. En este sentido, las nuevas reservas del Pre-sal en el “*Off-shore*” brasileño, así como el incremento sostenido en los precios del azúcar, plantean un desafío ante una potencial reconfiguración de la política energética vinculada a los hidrocarburos y a las renovables para el transporte, por lo que el peso de la política medioambiental brasileña en la política energética brasileña, puede ser uno de los factores determinantes de futuro del etanol y del biodiesel en el largo plazo.

-EEUU

El incremento constante de los precios del petróleo no hizo más que consolidar el inicio de un periodo de convergencia entre los intereses del gobierno y el sector agroindustrial en relación con el mercado de biocarburantes. Las condiciones en los mercados de la energía impulsarían la integración de la política energética y la política agraria, para dar lugar a la más comprensiva legislación en materia de promoción de biocarburantes de la historia de EEUU.

Desde el punto de vista del gobierno, el repunte de los precios reavivaría en el discurso político de la independencia energética. La reducción de las importaciones de petróleo solo podría alcanzarse mediante el desarrollo de recursos energéticos propios a gran escala. El vínculo entre los objetivos de reducción de importaciones y el desarrollo económico, sobre la base de una economía energética más verde por medio del fomento de las renovables, impulsó al gobierno federal a desarrollar una nueva y comprensiva política de sustitución energética en el transporte, basada principalmente, aunque no únicamente, en el uso de biocarburantes. (Gielecki, Mayes, & Prete, 2001)

Asimismo, las preocupaciones sobre el cambio climático derivadas específicamente de las emisiones de gases de efecto invernadero por el uso de carburantes fósiles en el transporte, complementó significativamente los argumentos económicos que resaltaban la necesidad de una mayor diversificación energética en el transporte, poniendo a disposición del discurso político los fundamentos económicos basados en la internalización de los costes ambientales generados por el sector energético. Objetivos potencialmente confrontados, como la seguridad energética, el crecimiento económico y la protección ambiental, encontraron en las energías renovables, y especialmente en los biocarburantes de producción nacional, un equilibrio sobre el cual edificar la nueva política energética de EEUU. (Duffield, Xiarchos, & Halbrook, 2008)

Desde el inicio de este periodo el apoyo al sector de los biocarburantes se incrementaría notablemente, estableciéndose una serie de instrumentos económicos y de mandato y control que vincularon legislativamente el sector de la energía al sector agrícola en el marco del desarrollo progresivo de la política medioambiental. El diseño de esta política energética se vería reflejado en una nueva y comprensiva legislación en el ámbito de la energía, como por ejemplo las “*Energy Policy Acts*” que establecían, entre otras medidas, estándares de uso de biocarburantes. Pero la integración de estos ámbitos para la promoción de los biocarburantes quedaría especialmente

patente en las propias "*Farm Bills*", donde tradicionalmente se recogían las medidas periódicas de la política de protección de los sectores agrarios.

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, las expectativas de declive de la protección de los mercados agroalimentarios favorecieron el uso de materias primas para la producción de biocarburantes, estrechando el vínculo al sector de la energía. Como hemos mencionado líneas arriba, los cultivos alimentarios (materias primas para la producción de etanol y biodiesel) han estado subsidiadas por el gobierno federal desde las primeras "*Farm Bills*" promulgadas en el siglo XX. Como en el periodo anterior, el interés del gobierno en el sector agroindustrial se ha visto reflejado en la regulación del comercio internacional, y ha tenido un impacto mucho más claro de observar durante este periodo. Durante este periodo, las justificaciones de las ayudas al sector, vinculadas a la volatilidad de precios y a la preservación de la industria doméstica, fueron cada vez menos aceptadas, generándose una reducción en el nivel de protección a los sectores agrarios en el marco de una progresiva liberalización del comercio internacional. (Semineiro, 2008)

La crisis energética derivada de alza de los precios del petróleo y la capacidad de sustituir parte de la gasolina con etanol producido de maíz y de diésel con biodiesel obtenido de soja era una excelente oportunidad para evitar una potencial disputa a nivel de la OMC. Los beneficios para alcanzar objetivos de políticas públicas en materia de energía y medioambiente (dada la naturaleza renovable de los biocarburantes) son fuertes argumentos para que las ayudas aplicadas al sector no sean consideradas como subsidios agrícolas incompatibles con la regulación del comercio internacional en materia de agricultura. (Semineiro, 2008)

En este sentido, el apoyo al sector agroindustrial para la producción de biocarburantes puede ser entendido como una forma evolucionada del tradicional proteccionismo del sector en EEUU. El apoyo a la agricultura y la búsqueda de seguridad energética se encuentran entonces íntimamente vinculados en el sector de los biocarburantes para el transporte rodado. El incremento de los precios del crudo y la evolución de los mercados internacionales de "*commodities*" en el sector del petróleo y de las energías renovables, así como la importancia de la política medioambiental y el peso del sector agroindustrial para la política económica de EEUU, han sido elementos clave para entender el apoyo político al sector de los biocarburantes durante este periodo. Esta confluencia de factores, de diferente calado, conllevó finalmente al establecimiento de un escenario de cooperación muy potente, que ha dado lugar a una política federal omnicompreensiva que ha conseguido reducir las incertidumbres del sector de los biocarburantes y favorecer la inversión en el largo plazo y que ha hecho crecer la producción y el consumo de forma exponencial en la última década.

Sin embargo, aunque no se han reducido los incentivos a los biocarburantes de primera generación, el nuevo marco regulatorio establecido por la EISA-2007, que busca incentivar el desarrollo de los biocarburantes avanzados, ha establecido topes al uso de etanol de maíz para cumplir con los estándares de carburantes renovables establecidos en la legislación vigente. Aun cuando el cambio tecnológico todavía no alcanza escala comercial para explotar la celulosa, la hemicelulosa y la lignina de las plantas, estos cambios regulatorios vienen dando señales a los sectores agroindustriales de que el futuro de la sustitución de carburantes fósiles deberá seguir el camino de los biocarburantes avanzados, así como de otras tecnologías. Este desarrollo, junto con las ayudas a la bioenergía y los precios internacionales del maíz y la soja, determinarán los costes de oportunidad relacionados con

el uso tradicional de los factores de producción, así como de la inversión necesaria para la adaptación al cambio a medio y largo plazo.

-La UE

Durante este periodo, el incremento de precios del petróleo y los compromisos de reducción de emisiones en el marco de la política ambiental de lucha contra el cambio climático impulsaron la convergencia de los países miembros de la Unión europea en materia de política energética, con el fin de seguir un nuevo modelo de desarrollo más sostenible y competitivo. El efecto pernicioso de los altos precios del petróleo sobre las economías europeas y la creciente dependencia en las importaciones de crudo redujeron el comportamiento estratégico de los Estados miembros y, en consecuencia, el coste político de oportunidad de la UE, hasta el nivel necesario para impulsar de manera conjunta una serie de medidas de promoción de energías renovables autóctonas y en especial de los biocarburantes. El reconocimiento expreso de la dependencia energética, especialmente en las importaciones de petróleo en el transporte rodado, favoreció el giro hacia una política energética conjunta, más articulada con los objetivos de sostenibilidad, seguridad energética, competitividad y desarrollo rural, pilares sobre la que se asentarían las medidas de promoción y el crecimiento de la bioenergía.

Desde el punto de vista de las instituciones de gobierno, la crisis de precios y los compromisos ambientales eran una oportunidad para desarrollar una competitiva industria de biocarburantes en Europa. Mientras que la crisis del petróleo durante los 1970s había tenido un efecto reductor del uso del petróleo en sectores importantes como la producción o la electricidad, en el sector del transporte rodado de la UE, con una menor elasticidad precio y en un contexto institucional debilitado por el comportamiento estratégico de sus propios Estados miembros, la dependencia del petróleo era mucho mayor que los otros sectores al llegar a este periodo. En este sentido, la seguridad energética en el transporte se convertiría en una prioridad de la política energética común, que facilitaría la adopción de medidas de apoyo al mercado de biocarburantes en la UE. Dado que la alta dependencia en el petróleo constituye un elemento de vulnerabilidad de la Unión, la diversificación de las fuentes y tecnologías sería el sustento del desarrollo de una industria europea de biocarburantes, así como de una política conjunta de apoyo al sector agrícola extendiendo la demanda de productos a los mercados energéticos. (COM, 2001b)

En el caso de la sostenibilidad ambiental, los compromisos internacionales y el desarrollo de la política ambiental de la UE fueron fundamentales para reducir el coste político de adoptar una política energética común que tenga como eje central el desarrollo de energías renovables. Teniendo en cuenta los costes externos ambientales del uso de carburantes fósiles, el efecto de la dimensión ambiental de los biocarburantes y otras renovables legitimaba y sostenía la adopción de medidas políticas de transición hacia un futuro energético más verde, haciendo que la adopción de la regulación de los mercados energéticos a nivel comunitario fuera menos costosa en la esfera política.

Como hemos mencionado, otro vector que incrementaría las expectativas de apoyo político a los biocarburantes era la generación de empleo sobre la base de la competitividad y la innovación. La apuesta por la bioenergía y otras energías renovables era percibida como una oportunidad de

generar empleo y mejorar la balanza comercial. Una futura economía baja en emisiones y con un suministro estable y propio abriría las puertas al crecimiento y el empleo en la UE. El potencial para producir biocarburantes podría contribuir con la diversificación de la producción agrícola y elevar el nivel de empleo y desarrollo rural. La importancia de una industria bioenergética competitiva, de acuerdo con la Comisión Europea, radica en los beneficios de la sustitución de las importaciones de carburantes fósiles por una producción doméstica de biocarburantes. Estas expectativas también incrementaron el interés de las instituciones de gobierno, tanto de la Unión como de los Estados miembros, para favorecer la industria de biocarburantes. (COM, 2006a)

Asimismo, una de las principales reformas de la PAC que han favorecido la producción de insumos agro-energéticos han sido las reglas de ayudas desacopladas de la producción de determinados productos, aun cuando los Estados miembros pueden mantener ciertos niveles limitados de subsidios. Además, los subsidios están condicionados al cumplimiento de, entre otros, estándares en materia medioambiental y de seguridad alimentaria, así como de bienestar animal. Si en el régimen previo, el mecanismo de cumplimiento de la legislación y los estándares ambientales era una reducción facultativa de las ayudas, con la reforma del 2003 el pago único por explotación estaría condicionado a la estricta observancia de la legislación en materia medioambiental, laboral, salubridad alimentaria animal y vegetal. (OCDE, 2011b)

Desde la reforma del 2003 se han incrementado las ayudas para el desarrollo rural, el segundo pilar de la PAC. Estos subsidios tienen como fin que los agricultores puedan cumplir con la legislación para la protección ambiental, así como la calidad y el bienestar animal, con el objeto de que puedan beneficiarse de los pagos únicos por explotación. En el marco del segundo eje de la política de desarrollo rural, se otorgan recursos específicos vinculados con las mejoras medioambientales que puedan traducirse en medidas efectivas de lucha contra el cambio climático, una de las bazas medioambientales para promover el uso de biocarburantes.

En la actualidad, los agricultores que reciben el pago único por explotación tienen la flexibilidad de cultivar cualquier producto agrícola en sus tierras con excepción de frutas, vegetales y patatas de mesa, bajo la condición de conservar sus tierras en buenas condiciones medioambientales y agrícolas. Asimismo, los agricultores tienen que respetar una serie de estándares medioambientales, entre otros vinculados a las buenas y sostenibles prácticas en el sector, de lo contrario los pagos por explotación pueden ser reducidos sustancialmente. En el sentido de la protección tradicional, los mecanismos de intervención han disminuido considerablemente.⁸¹¹

Desde el punto de vista de la agroindustria, consideramos que ha sido muy importante para la toma de decisiones en favor de la producción de biocarburantes la evolución de las reformas de la PAC acometidas durante este periodo. Impulsada por la presión en el ámbito multilateral de la OMC, la política agraria común de la UE inició un proceso de adaptación de la intervención en el sector a las reglas del comercio internacional. Para la UE es muy importante que las ayudas a la agricultura no sean consideradas medidas que distorsionan el mercado internacional bajo las disciplinas de la OMC.

⁸¹¹ La protección en la frontera es un instrumento que busca coadyuvar a mantener los precios de los productos agrícolas, tales como gravámenes a la importación, cuotas a la importación, precios internos de intervención, pagos a tanto alzado basados en el área de cultivo para la adopción de métodos de producción medioambientalmente sostenibles donde el productor elige el cultivo, y finalmente los pagos por retiradas de tierras, suspendidos actualmente debido al incremento de los precios de algunos productos como los cereales y su uso para la producción de biocarburantes. Ver: (OCDE, 2011b)

En este sentido, las políticas públicas como el desarrollo rural, las luchas contra el cambio climático y la seguridad energética son fundamentos importantes para que las ayudas al sector de la bioenergía sean reconocidas como un tipo de ayuda calificable para la “*Green-box*”, como ayudas que no distorsionan el comercio y que son ayudas concordantes con las disciplinas de la OMC. (ICTSD, 2009)

Las reformas de esta década han promovido un funcionamiento del mercado agrícola con mayor libertad, especialmente para la toma de las decisiones económicas de los agricultores, que están más expuestos al comportamiento de los mercados internacionales que antes. Un ejemplo paradigmático es el proceso de desacoplamiento de los pagos directos de la producción iniciado en la reforma del 2003, ampliado en la reforma del 2008 y con la nueva PAC para el 2014, mediante el cual los agricultores tienen la libertad de utilizar las ayudas para la producción de alimentos, energía, pienso etc. Aunque en este proceso, se hayan abolido los pagos a los cultivos energéticos y el programa de retirada de tierras, los agricultores todavía pueden usar las ayudas para producir biocarburantes en tanto sea más rentable que colocar la producción en los mercados alimentarios.

Las demás políticas para regular el comercio internacional de biocarburantes como de materias primas tratan de asegurar que los beneficios de las políticas de promoción de biocarburantes se transfieran limitadamente a terceros países. Estas medidas de protección en la frontera también han favorecido la inversión doméstica en el sector, protegiéndolo de la competencia externa. Entre las medidas más controvertidas que afectan el mercado de biocarburantes en la actualidad se encuentran las contramedidas y el establecimiento de derechos compensatorios a los exportadores de biocarburantes de EEUU, Argentina e Indonesia, además de otras medidas de carácter técnico, como el establecimiento unos criterios de sostenibilidad de los biocarburantes, que restringen el uso de biocarburantes producidos en terceros países para cumplir las cuotas obligatorias de renovables en el transporte cuando éstos no demuestran haber cumplido con los estándares mínimos aplicados unilateralmente por la UE.⁸¹²

Esta evolución ha dado lugar a un modelo único de regulación para fomento de las energías renovables en el transporte de la Unión Europea. La relación política intergubernamental de las Instituciones de la UE con sus Estados miembros han dado lugar a un modelo donde las políticas aplicadas a nivel de la UE interactúan con las medidas adoptadas en los Estados miembros, de acuerdo a las competencias conferidas en los tratados fundacionales de la Unión. En este sentido, existe una marcada discrecionalidad en el desarrollo concreto de las medidas adoptadas por los países miembros con el fin de alcanzar los objetivos comunes de la Unión, en un marco comunitario de políticas que afecta a todos los Estado miembros. La convivencia de distintos sistemas de promoción de biocarburantes en el gran modelo de la UE se ha venido articulando con distinta intensidad y de forma dinámica en torno a las grandes políticas europeas en materia de energía, del mercado común europeo, del medioambiente y de la agricultura, dando lugar a un considerable desarrollo del mercado de biocarburantes desde el inicio de este periodo hasta la actualidad.

⁸¹² Cabe mencionar que las medidas enfocadas a desarrollar biocarburantes de segunda generación, los criterios de sostenibilidad para la bioenergía y más explícitamente la reciente propuesta de la Comisión Europea de poner un límite del 5 % al objetivo de 10 % de renovables en el transporte, pueden cambiar el escenario de mediano plazo, afectar las inversiones y aumentar finalmente el costo de oportunidad de muchos agricultores europeos. (Howse, van Bork, & Hebebrand, 2006)

V.2: Análisis empírico de los determinantes del desarrollo del mercado de biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE

Luego de haber complementado el análisis de la regulación del sector de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE mediante la observación y el análisis de la evolución histórica de los mercados conexos al desarrollo del sector de los biocarburantes, así como de las políticas más orientadas hacia estos mercados, en esta parte trataremos de contrastar empíricamente una serie de hipótesis que tienen como objetivo explicar la relación entre el mercado de biocarburantes y la política agro-energética desde un punto de vista dinámico. Con este fin, nos serviremos de un marco general de análisis sobre el cual construiremos las hipótesis específicas acerca de la evolución del mercado de biocarburantes para cada una de las tres entidades políticas objeto de esta tesis doctoral.

V.2.1. Marco analítico para el estudio de la evolución de los mercados y la regulación económica de los biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE

Teniendo en cuenta que el propósito de este capítulo no es realizar un análisis de economía política sobre el comportamiento del gobierno y sus agencias en el sector, sino más bien analizar la interacción entre la regulación y las fuerzas del mercado de los biocarburantes, como vectores que configuran unos escenarios complejos de cooperación y conflicto entre el sector privado y el sector público, trataremos de esclarecer cómo estos escenarios pueden haber influido en la expansión o la contracción de las políticas de promoción de biocarburantes a lo largo del tiempo. Estos escenarios deberían facilitar una comprensión más clara de aquellas fuerzas que han impulsado, en ciertos contextos históricos determinados, no sólo las políticas de promoción de biocarburantes y los rasgos de la política agro-energética, sino también el desarrollo y la interrelación de los mercados en estos tres países.

Como hemos mencionado líneas arriba, tres son los actores fundamentales sobre los que se basa esta perspectiva analítica comparada. El primero es el sector privado, representado de manera genérica por el sector agroindustrial relacionado con la producción de agro-energéticos. La relevancia del rol de este actor radica en que se trata del potencial productor de materias primas necesarias para obtener biocarburantes, por lo que sus decisiones económicas afectan significativamente el desarrollo del mercado de carburantes renovables obtenidas de biomasa. El segundo actor relevante es el Estado, como institución reguladora de los mercados agroenergéticos. Éste, en función de las necesidades político-económicas, se encarga del establecimiento de objetivos e instrumentos vinculados al sector de la energía, el sector agrícola, al medioambiente y a otros ámbitos conexos, que en un determinado contexto económico afectan las decisiones de los operadores de los mercados agroenergéticos así como de otros operadores clave en el mercado de carburantes para el transporte. Finalmente, los consumidores finales de carburantes para el transporte constituirían un tercer actor importante, en la relación con el desarrollo de la demanda en el mercado de biocarburantes.

Luego de analizar los mercados de materias primas, de biocarburantes y de carburantes de origen fósil usados en el transporte rodado, así como la evolución de la regulación económica de estos mercados, hemos identificado los principales vectores que han afectado el desarrollo del mercado

agro-energético en Brasil, EEUU y la UE, concretamente el coste de oportunidad del sector agroindustrial en relación con la producción de biocarburantes, el coste de oportunidad de los consumidores finales de carburantes en relación al consumo de biocarburantes (condicionado a su vez por los artefactos de consumo), y el coste político de oportunidad del gobierno en relación con el establecimiento de políticas y regulaciones a favor del desarrollo de la producción de biocarburantes. Estos grandes vectores a su vez están compuestos por elementos específicos que determinan el peso de la influencia del mercado y la regulación en las decisiones de los operadores del sector agroindustrial y de los consumidores finales de carburantes de automoción, así como en las decisiones políticas de los gobiernos que afectan el mercado de carburantes y biocarburantes para el transporte.

En los siguientes puntos analizaremos en primer término la racionalidad que subyace a la elaboración del marco conceptual que hemos desarrollado, para posteriormente pasar a analizar cómo las relaciones de cooperación y conflicto que ha habido entre los principales actores del sector en los distintos periodos de tiempo pueden efectivamente considerarse herramientas adecuadas para interpretar coherentemente el desarrollo del sector en Brasil, EEUU y la UE.

V.2.1.1. El coste de oportunidad del sector agroindustrial

El primer vector analítico se encuentra determinado por el comportamiento económico de los productores agroindustriales de materias primas. Tanto la decisión de suministrar materias primas como la de invertir en instalaciones para la obtención de biocarburantes de primera generación para su comercialización en los mercados energéticos están determinadas por el coste de oportunidad de producir o destinar los factores de producción a la obtención y comercialización de productos agrícolas en los mercados alimentarios. Este coste de oportunidad puede verse afectado, lógicamente, por la variación o estabilidad de los elementos que componen este vector, aunque está principalmente vinculado a los precios de los productos agrícolas en los mercados nacionales e internacionales. Pero como las políticas que afectan los sectores agrícolas pueden distorsionar significativamente la información de los mercados y en este sentido las decisiones de los operadores económicos, este coste de oportunidad estará afectado también por las políticas y las regulaciones que amplifican o reducen la ventaja de producir materias primas destinadas a los mercados de energía, en relación con la producción destinada a los mercados alimentarios. En este último caso, la intervención del Estado a través de las políticas públicas, principalmente mediante la definición de la política energética, agraria, medioambiental y comercial, ha tenido efectos sustanciales en las decisiones de los operadores del sector de la agroindustria, así como en otros sectores relevantes vinculados a la cadena de valor de los biocarburantes, como por ejemplo el sector de la industria automotriz o de la producción de bienes de capital necesarios para el desarrollo de la producción, comercialización o la logística de la cadena de valor de los biocarburantes.⁸¹³

⁸¹³ También determina es coste de oportunidad el mercado de los coproductos y sub-productos vinculados a los mercados energéticos como a los demás mercados alimentarios.

En los países analizados, la evolución de los precios de las materias primas agro-energéticas como el azúcar, el maíz, los cereales o las oleaginosas, así como de las políticas de apoyo al sector agrícola, han sido los principales incentivos de los productores del sector agroindustrial, y en consecuencia ha afectado al destino final de los productos agrícolas y a la producción de biocarburantes. En la búsqueda de la maximización de su beneficio, el productor deberá decidir si destina los factores de producción para expandir la oferta de productos de los mercados agrícolas a los mercados energéticos, o si usa los factores de producción para suministrar ambos mercados, en la proporción que sea más rentable y que diversifique de forma óptima los distintos riesgos que importa la participación en ambos mercados.

Así, las decisiones adoptadas estarán estrechamente vinculadas a las señales de precios de los mercados alimentarios y energéticos, así como a las políticas públicas que afectan a las cifras de beneficios, teniendo en cuenta también el potencial *“trade-off”* relacionado con los beneficios de los coproductos y los subproductos en ambos mercados. Como hemos adelantado líneas arriba, la información de precios no será suficiente para analizar el coste de oportunidad de los operadores de la agroindustria, ya que en algunos casos el coste de oportunidad está especialmente influenciado por la intervención estatal vinculada al nivel de protección del sector agrícola, en el contexto del mercado internacional agroalimentario. En general, como las decisiones de los productores pueden verse afectadas por las políticas que distorsionen el desenvolvimiento normal de los mercados agrícolas, el coste de oportunidad para la producción de biocarburantes también se ve afectado por este tipo de políticas.

El análisis de la evolución de la regulación y las políticas vinculadas a los sectores productores de materias primas nos permite afirmar que el grado de proteccionismo de la agroindustria alimentaria ha sido un componente importante de las relaciones de cooperación y conflicto entre los gobiernos y el sector agroindustrial. La evolución de estas políticas, por tanto, sirve igualmente para entender gran parte de la evolución de las políticas de promoción de los biocarburantes en estos países. Por ejemplo, si las políticas de protección pueden generar un efecto similar a una subida de los precios en relación a los mercados alimentarios, los incentivos a la producción de biocarburantes serán atenuados por estas políticas y el coste de oportunidad de producir sustitutos de los carburantes fósiles para los mercados energéticos será más alto. En este caso, el productor, en principio, mejorará su beneficio dejando de producir biocarburantes. Bajo este razonamiento, las decisiones de los operadores de la agroindustria de biocarburantes se verán afectadas bien cuando los precios de los productos agrícolas destinados a mercados no energéticos sean altos, bien cuando hay un alto nivel de protección en la frontera del mercado nacional de alimentos, o bien cuando existan importantes subvenciones a las exportaciones, políticas de precios mínimos, u otras medidas importantes de intervención en el comercio con el fin de proteger la industria agraria nacional y elevar los precios.

Asimismo, cuando se trata de países cuya oferta energética petrolera nacional cubre una gran parte de la demanda total de crudo o cuando los precios en el mercado internacional son bajos y estables, y el riesgo de interrupción de suministro es menor (lo que su vez puede darse como consecuencia de otros factores relacionados con el propio mercado de crudo)⁸¹⁴, entonces el desarrollo de las

⁸¹⁴ Asumiendo que el Estado no tiene incentivos para subvencionar la promoción de biocarburantes, como podría ser por ejemplo, una fuerte política medioambiental o una política energética de sustitución incentivada por los altos precios del petróleo.

políticas de sustitución energética por energías renovables en el transporte implica un alto coste político, y el gobierno podría carecer de los incentivos políticos suficientes para implementar una regulación favorable al mercado de biocarburantes. Si en este contexto el sector agroindustrial se ve beneficiado por unas condiciones óptimas de protección de los mercados agrícolas o se encuentra ante un escenario de altos precios relativos de las materias primas agro-energéticas, o se dan ambos casos simultáneamente, los incentivos de los agroindustriales vinculados a la producción de biocarburantes, así como la necesidad de solicitar la intervención del Estado para que establezca políticas de promoción de biocarburantes, son aún menores. Esta especial confluencia de factores determinaría un escenario de cooperación negativa entre el gobierno y el sector agroindustrial, donde converge el interés de ambos actores en la minimización de las políticas de sustitución de carburantes fósiles, eliminándose las condiciones necesarias de la relación cooperativa.

Por el contrario, a menores precios de los productos agroalimentarios relativos al petróleo, o a menor protección de los mercados nacionales agroalimentarios, o ambos, el coste de oportunidad para producir biocarburantes del sector agroindustrial se reduce, y hay un mayor interés del sector privado en una salida alternativa a sus materias primas, reflejada en la necesidad de la intervención del gobierno para que intervenga en el sector. Sin embargo, si además los precios del petróleo son bajos y estables, esta confluencia de factores se traduciría en un escenario de conflicto entre el gobierno y el sector agroindustrial, dado que las condiciones del mercado hacen que el sector agroindustrial sea más proclive que el gobierno al desarrollo de políticas activas de promoción de biocarburantes. Aún con todo puede haber algunas políticas de fomento de los biocarburantes por parte del Estado, pero en general las condiciones en los mercados de carburantes para el transporte aumentan el coste político de oportunidad del gobierno, que finalmente termina por contener el desarrollo de una política más expansiva de la producción de biocarburantes.

En un contexto de un mercado internacional de bajos precios del crudo, el gobierno en principio no tendría incentivos suficientes para subvencionar el mercado de los biocarburantes, mientras que los productores del sector agrícola con menor protección y subsidios estatales, y con bajos precios en el mercado internacional de *"commodities"*, buscarían salidas alternativas en los mercados energéticos. Esto podría conllevar un desarrollo de la eficiencia en el uso de los factores de producción, así como el desarrollo de otras mejoras en la producción por parte de los operadores de sector agroindustrial y de otras estrategias organizativas con el fin de reducir sus costes de producción e incrementar la competitividad de sus productos energéticos en el mercado de carburantes. En este caso, las decisiones en el sector agroindustrial estarían determinadas por el nivel de competitividad relativa de sus productos en los mercados agrícolas y en los mercados energéticos. Esto puede dificultarse cuando el gobierno no tiene en cuenta las imperfecciones del mercado de carburantes, en relación principalmente con la internalización de los costes sociales externos vinculados por ejemplo, al deterioro medioambiental derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, los biocarburantes producidos deberán estar sometidos a las fuerzas de un mercado que presenta serias imperfecciones, con lo cual estarían actuando en desventaja.

Por el contrario si el riesgo de precios del petróleo es alto, pero el sector privado goza de un elevado nivel de protección, o bien los precios de las materias primas son relativamente altas en relación al petróleo, se puede dar un escenario de conflicto de carácter inverso. En este escenario, el Estado necesita diversificar el suministro energético de carburantes por el alto riesgo de incremento de

precios del petróleo, que se manifiesta en el alto coste económico de la dependencia en las importaciones de petróleo. Por el contrario, las condiciones para el sector agroindustrial reducen o eliminan la necesidad de vincular el rubro del negocio agrícola hacia el sector energético, porque las rentas en los mercados alimentarios resultan ser mayores en el balance final. Este escenario, puede explicar la naturaleza de los instrumentos utilizados a nivel estatal, así como las políticas basadas en los altos niveles de subsidios al sector agroindustrial para hacer más atractiva la inversión en la producción de biocarburantes. Si los incentivos para la producción de biocarburantes son beneficiosos, aún con el nivel de protección Estatal de los mercados alimentarios, el coste de oportunidad de producir biocarburantes para los operadores del sector agroindustrial se vería reducido, lo que significaría que una parte significativa de la producción tendría como destino los mercados energéticos.

Asimismo, si un periodo caracterizado por un creciente nivel de precios del petróleo converge con una fuerte política medioambiental, mientras que se aprecia un declive de precios de los productos agrícolas o de la protección de los mercados nacionales, el coste de oportunidad político del gobierno y el coste de oportunidad privado del sector agroindustrial se reducirían considerablemente, dado que las condiciones necesarias y suficientes emergen y concurren simultáneamente en un periodo determinado, configurando en consecuencia un escenario de plena cooperación entre las decisiones privadas y públicas, que debería coincidir con una expansión significativa de la producción de biocarburantes. Por ejemplo, mientras que el Estado necesita diversificar el mercado con biocarburantes (u otras alternativas de sustitución de importaciones de productos energéticos económicamente más viables), el sector agroindustrial podría necesitar subsidios tras el declive de la protección en el ámbito agroalimentario o la caída de los precios de las materias primas. Este escenario estaría caracterizado por mayores políticas públicas de promoción de biocarburantes, que podría conducir a un periodo de consolidación del mercado Interno.⁸¹⁵

Por el contrario, una situación que conjugue bajos precios del petróleo y un alto coste político de oportunidad del gobierno, con un alto coste de oportunidad de los productores de materias primas, ya sea por un alto nivel de precios en los mercados agroalimentarios o un alto sistema de protección de la producción agrícola, significaría un escenario de bajos incentivos privados y públicos para promover el desarrollo de la producción de biocarburantes. Se trata de un escenario de cooperación restrictivo. Ni el Estado necesita producir biocarburantes, ni el sector agroindustrial necesita mercados alternativos para sus materias primas, y tampoco dedicar los factores de producción a mercados alternativos. El resultado puede ser limitadas o nulas políticas de promoción y una contracción considerable de la producción de biocarburantes, lo cual puede afectar el suministro doméstico en el caso de que ya haya habido un desarrollo previo del mercado en un periodo anterior.

Así, por ejemplo, en el caso de Brasil hemos basado nuestro planteamiento en la importancia de los precios internacionales del azúcar relativos al petróleo, en el contexto de un mercado interno tradicionalmente liberalizado pero sujeto a intervenciones intermitentes vinculadas a los impactos

⁸¹⁵ Un escenario de políticas favorables y de maximización de la producción; abarca además las restricciones tecnológicas, el grado de incertidumbre para la inversión a gran escala en tecnologías de alto riesgo, las restricciones relativas a los costes de transacción entre los operadores en el nuevo mercado, las barreras logísticas de infraestructura y transporte, y otros obstáculos que terminan naturalmente afectando el desarrollo pleno de la industria en un estadio determinado de ésta.

las crisis de sobreproducción y las caídas de los precios. El mercado del azúcar Brasileño, hasta el primer cuarto del siglo XX había sido un mercado poco intervenido, pero conforme las soluciones descentralizadas demostraban ser ineficaces, la intervención Estatal fue creciendo gradualmente en relación con los problemas de sobreproducción del azúcar y el desequilibrio de la balanza de pagos a causa del incremento de las importaciones del petróleo. En general, cuando los precios del azúcar caían el sector presionaba por una mayor intervención del gobierno para proteger la industria, ya sea mediante políticas de producción de etanol carburante o mediante controles de la producción o apoyo a los precios de azúcar, restricciones al comercio y otras medidas. Una situación que refleje un bajo coste de oportunidad de producir etanol carburante por parte de la industria sucro-alcoholera brasileña, podría coincidir o no con el coste político de oportunidad del gobierno para promover la sustitución de los derivados del petróleo, que a su vez estaba determinado fuertemente por los efectos económicos de los altos precios de la importaciones de crudo, especialmente en la balanza de pagos y en los niveles de inflación. Las condiciones que reducían tanto el coste político de oportunidad del gobierno brasileño como el coste de oportunidad del sector sucro-alcoholero eran óptimas. Esta situación indicaría un escenario de cooperación entre estos vectores, que revelaría un periodo histórico de gran despliegue de las políticas favorables para el impulso de la oferta interna de biocarburantes.

V.2.2. El coste político de oportunidad del gobierno

Como ya hemos mencionado, el segundo vector está definido como el coste político de oportunidad del Estado en relación con el establecimiento de políticas de promoción de biocarburantes en el transporte rodado. Entre los principales componentes del coste político de oportunidad se encuentra principalmente el precio del petróleo, así como los elementos vinculados a este como la participación en el mercado internacional de crudo, el nivel de producción nacional⁸¹⁶, la tasa de dependencia energética del sector, o los objetivos económicos (relativos al equilibrio de la balanza de pagos, la competitividad de la industria, la inflación o el déficit presupuestario), las políticas de apoyo al sector agrícola, o la política medioambiental y de cambio climático, entre otras dimensiones relacionadas con los mercados de productos energéticos. Por ejemplo, en el caso de Brasil, con un menor PIB y un menor desarrollo industrial en relación con sus contrapartes de la OCDE, el coste político de oportunidad del gobierno para intervenir en las políticas de diversificación energética mediante el uso de biocarburantes ha estado influenciado en gran medida por los efectos de los precios del petróleo en relación al equilibrio en la balanza de pagos y el déficit presupuestario. Aunque en general estos factores han estado vinculados principalmente a los efectos de los precios del petróleo en las decisiones relacionadas con la política energética de los gobiernos, también han respondido a las necesidades propias de los sectores agroindustriales.

⁸¹⁶ Nuevos vectores unitarios como la explotación de las nuevas reservas de crudo del Pre-Sal brasileño y la participación activa de la Petrobras en inversiones energéticas, pueden coadyuvar a determinar el coste político de oportunidad del estado en el contexto actual y futuro.

Asimismo, la emergencia de otros vectores unitarios más vinculados a los costes externos del uso de carburantes fósiles, como es el caso de las políticas medioambientales y de cambio climático, pero más específicamente las vinculadas a la promoción de energías renovables en el transporte, también ha afectado el coste político de oportunidad de las decisiones gubernamentales para la promoción de energías renovables y biocarburantes, sobre todo en los últimos periodos que marcan una trayectoria histórica de expansión de estos mercados. En el caso de la UE y EEUU, la protección medioambiental, así como las políticas de abatimiento de emisiones de GEI vinculadas a la lucha contra el cambio climático, han sido uno de los importantes vectores para entender cómo ha evolucionado el coste político de oportunidad del gobierno, principalmente en los periodos más recientes de la política energética de promoción de biocarburantes.

Asimismo, el análisis de la evolución de la regulación del sector de los biocarburantes en EEUU y la UE parece responder a fuerzas similares a las del caso brasileño, pero con las singularidades propias de sus mercados y de sus distintas estructuras políticas de toma de decisiones. El precio del petróleo sigue siendo una fuerza considerable que afecta las decisiones políticas del gobierno en relación con la promoción de biocarburantes. Esta condición general se ve afectada por condiciones propias que han evolucionado a lo largo del tiempo en estos países desarrollados. Por ejemplo, en el caso de EEUU y la UE hemos tomado en cuenta en los periodos previos a la crisis la importancia del grado de control del mercado internacional del petróleo por parte de las IOC y su relación de cooperación con los gobiernos de la OCDE como uno de los elementos determinantes del riesgo de precios del petróleo para las economías occidentales. A más control de las IOC en el mercado internacional del petróleo menos políticas de promoción de biocarburantes, mientras que a menos control más riesgo de incremento de los precios del petróleo y más políticas de sustitución energética en el transporte (alternativas que incluyen biocarburantes, pero no excluyen otras posibilidades tecnológicas como la electricidad, el gas natural, o el hidrógeno etc., e inclusive el incremento de la producción de combustibles fósiles convencionales y no convencionales).

V.1.3. El coste de oportunidad del consumidor final de carburantes

Como hemos mencionado en el capítulo I, el mercado de carburantes para el transporte presenta una elasticidad precio de la demanda muy baja en comparación con los demás sectores económicos. Las políticas de diversificación de fuentes de energía primaria aplicadas a la generación de electricidad o de calor, así como al sector de la producción industrial, pudieron desplazar con bastante éxito al petróleo de la matriz del consumo en estos sectores a largo plazo. Sin embargo, en el transporte, y especialmente el transporte rodado, las políticas de diversificación de fuentes de energía no han dado los resultados esperados. La baja elasticidad precio de la demanda de carburantes fósiles, también influye en la mayoría de las decisiones de producción en el sector de la industria de vehículos de automoción, por lo cual, manteniendo los demás constante, la decisión racional de maximización de beneficios de los productores de automóviles no debería en principio ser otra que la de producir vehículos que preferentemente consuman carburantes fósiles. Esto quiere decir que el dominio de los carburantes fósiles como principal fuente de suministro energético utilizada en el transporte rodado, está reforzado por las decisiones de la industria automotriz, dado que en este sector los operadores tienden a producir mayoritariamente vehículos

que consumen exclusivamente carburantes fósiles. Esta relación afecta aún más las preferencias de los consumidores finales de carburantes, cuando hay pocas alternativas a los vehículos que consumen carburantes fósiles en el mercado de automóviles. Por tanto, la demanda de consumo de carburantes se da en un contexto de elección previa del artefacto de consumo, donde las preferencias de los consumidores están condicionadas por la oferta de vehículos en el mercado.

Sin embargo, las decisiones racionales de la industria automotriz no solo pueden verse afectadas por la estructura del mercado de carburantes para el transporte, sino que también pueden verse afectadas por las decisiones regulatorias de los gobiernos. Por ejemplo, las políticas que establecen una presión fiscal diferenciada, estándares de eficiencia energética, estándares de control de la contaminación ambiental, de seguridad, y también por políticas de diversificación y sustitución de fuentes de energía como los instrumentos para favorecer el uso de biocarburantes, son medidas que afectan la producción de vehículos, y tienen un efecto en el tipo final de vehículo producido y lanzado al mercado. Asimismo, como hemos observado en el estudio de la regulación, puede haber incentivos económicos a la producción de vehículos que consumen carburantes alternativos, estos incentivos económicos pueden determinar las decisiones de producción de la industria, cuando los beneficios esperados superan a los costes esperados.⁸¹⁷

Lo más lógico es que el resultado de las decisiones de la industria también afecten la demanda de carburantes de automoción, que como mencionamos líneas arriba está condicionada a la variedad de la oferta de vehículos en el mercado del transporte. Por ejemplo, si un gobierno que fomenta la producción de energías renovables en el transporte decide subsidiar la producción de cierta clase de vehículos que consumen carburantes renovables, con una reducción de impuestos suficiente alta como para aumentar notablemente el coste de oportunidad de la industria de producir vehículos que consumen carburantes fósiles, entonces el parque vehicular ofertado en el mercado mostraría mayores alternativas para el consumidor final, lo que implicaría una mayor elasticidad precio de la demanda de carburantes. Y si estas medidas van acompañadas de diferenciales fiscales a favor de los biocarburantes, con efectos en los precios reales, el coste de oportunidad del consumo de biocarburantes se puede reducir considerablemente.

Con un mercado abastecido por vehículos que consumen diferentes carburantes, el consumidor final podría comparar las diferentes ventajas de comparar uno u otro vehículo en razón de numerosas variables. Las posibilidades de elección del consumidor final se amplían, así como las posibilidades

⁸¹⁷ Desde el punto de vista del mercado internacional, la influencia de las políticas en los mercados de vehículos más regulados se transmite a los mercados menos regulados por efecto del comercio internacional de esos vehículos. Por lo que, la demanda en los países que son importadores netos de vehículos de automoción estará también afectada por la regulación que afectan los mercados donde los vehículos son producidos. Esto “universaliza” de alguna manera los patrones de consumo. Por lo tanto, si en los principales países productores de vehículos automoción, los estándares que regulan las especificaciones técnicas de los vehículos llegarán a los países importadores de vehículos, también la transmisión de tecnología para el consumo de carburantes renovables podría alcanzar un nicho de mercado en los países importadores, en tanto haya un suministro estable y competitivo de carburantes renovables que permita un correcto funcionamiento del mercado (por ejemplo mediante el uso de instrumentos económicos para la promoción del uso de biocarburantes en el transporte por parte del Estado). Esto, conjuntamente con la competitividad los carburantes renovables en bomba, tendrían un efecto importante en las decisiones de consumo de carburantes de automoción.

de expandir la demanda de los productos energéticos alternativos a la gasolina o al diésel en el mercado de carburantes para el transporte.⁸¹⁸

Existen casos donde la tecnología introducida por la industria automotriz en el mercado vehicular, le permite al consumidor final elegir que carburante utilizar en la propia estación de servicio. En Este caso, el efecto de los precios en el comportamiento del consumidor puede ser inmediato, puesto que solamente tiene que llenar el taque con el carburante que sea más económico. Este es el caso del mercado brasileño de vehículos de automoción. En este mercado existen vehículos que pueden consumir gasolina, gasohol (gasolina mezclada con etanol) y etanol hidratado, conocido como vehículos Flex. Aunque no se vende gasolina pura en el mercado brasileño, los consumidores finales de estos vehículos, puede optar entre el precio del gasohol y el precio del etanol hidratado, en la bomba de las estaciones de servicio. La oferta de vehículos “flex” permite diversificar las opciones de consumo, en este caso de fuentes renovables como el etanol carburante. Aunque, dadas las regulaciones de mezclas, cualquiera que sea la elección final del consumidor, éste terminará consumiendo carburantes renovables.

Cuando en los mercados de automóviles no hay una presencia significativa de vehículos que consuman carburantes alternativos o renovables, los consumidores finales no tienen muchas opciones donde elegir, pero esto no implica necesariamente barrera tecnológica insuperable para el consumo de biocarburantes. En esta situación, los gobiernos pueden establecer, entre otras políticas de diversificación del consumo, incentivos económicos o instrumentos de mandato y control para elevar la proporción del consumo de biocarburantes, mediante su mezclas con carburantes convencionales, mandatos de mezcla obligatorios de carburantes fósiles con biocarburantes, que pueden ser realizadas en las propias refinerías de carburantes fósiles o inclusive en las propias estaciones de servicio. Estas medidas pueden aumentar generar un coste o un beneficio para el consumidor final, en tanto el uso de los biocarburantes incremente o reduzca el precio final de los carburantes ofertados en el mercado. Cuando el Estado se vale del uso de mecanismos fiscales para expandir el uso de las mezclas con biocarburantes, el coste es menor para los consumidores finales, dado que el programa de apoyo al sector es financiado por el Estado, mientras que si se utilizan instrumentos de mandato y control, el coste del incremento de precios es asumido por el consumidor final de carburantes, por lo que, dependiendo de las medidas específicas que se adopten para expandir el consumo, el coste de oportunidad del consumidor final puede incrementarse o reducirse, afectando finalmente la relación subyacente en que se basa el desarrollo del consumo.

⁸¹⁸ En este caso, si las preferencias de los consumidores finales se ven afectadas de manera importante por estas variables luego de la decisión de la compra del vehículo, por ejemplo que el consumidor final adquiriera un vehículo a gasolina justamente antes de un abrupto incremento de precios en el mercado internacional de crudo, es probable que los potenciales efectos del incremento de precios en las preferencias del consumidor se manifiesten en las próximas decisiones de compra de los vehículos, por lo que en principio, el cambio de precios de la gasolina no podrá tener un efecto inmediato en las decisiones de consumo, pero podría determinar el cambio de las preferencias en el futuro, es decir, que los efectos de las variaciones en los precios o en el suministro de carburantes mostraría retardos en el tiempo en relación con el impacto en los patrones de consumo. Obviamente la respuesta del consumidor final puede incluir una reducción en el consumo de carburantes fósiles o cambiar los hábitos en el transporte, por ejemplo usar transporte público, pero la respuesta siempre estará marcada por la baja elasticidad precio de la demanda.

En general el sector de los hidrocarburos es reticente a las políticas de sustitución energética. El control de las operaciones de la cadena de valor de los carburantes fósiles es utilizado por los operadores del sector para maximizar su beneficio. Por esta razón, las operaciones de la cadena de valor necesitan ser reguladas y supervisadas por el gobierno, ya que en ausencia de la intervención del Estado, puede darse un problema de acceso a la infraestructura que elevarían los costes de producción, distribución y comercialización de los carburantes renovables como los biocarburantes, que terminaría por afectar el consumo. Por ejemplo, aun cuando en EEUU se han fomentado la oferta de vehículos Flex-E85 (85 % de etanol o gasolina pura), los consumidores finales no pueden adquirir el biocarburante porque hay pocas estaciones que suministren E85, dado que los operadores de estas estaciones de servicio (muchas veces integrados verticalmente con las compañías petroleras) son reacios a comercializar el producto de la competencia. Esto genera un problema relacionado con las facilidades esenciales de acceso a la red de distribución y comercialización, que si se suma la ausencia de mecanismos de fiscalización diferenciada en favor de los biocarburantes, puede afectar significativamente las decisiones del consumidor final.

En algunos Estados miembros de la UE también se ha observado la renuencia de muchos operadores de la industria de los hidrocarburos para cumplir con las obligaciones de mezclas, por lo que muchos productores de biocarburantes están optando por realizar las mezclas en las propias estaciones de servicio. Cabe mencionar también que el estrecho vínculo entre el sector de los hidrocarburos y el sector automotriz puede afectar notablemente las decisiones de producción de automóviles de éste último sector. Con el fin de minimizar los efectos de las políticas de promoción del consumo de biocarburantes u otras fuentes renovables de energía sobre los márgenes de beneficio de las compañías de ambos sectores, los operadores de estos mercados tendrán en principio incentivos para cooperar mutuamente, en favor del consumo de derivados del petróleo. Sin embargo, como hemos mencionado líneas arriba, el Estado puede establecer una serie de políticas que afecten los incentivos del sector de la industria automotriz, en favor de la producción de vehículos alternativos o de mejoras en la adaptación para el uso de mayores mezclas de carburantes renovables con carburantes fósiles. Estas políticas, al promover el cambio tecnológico de los artefactos de consumo de carburantes en el mercado del transporte, aplicadas junto a otras medidas que promuevan la competitividad de los biocarburantes, por ejemplo mediante la aplicación de tasas fiscales diferenciadas en relación a los carburantes fósiles, reducen el coste de oportunidad del consumidor final de carburantes y pueden expandir el nivel de consumo de biocarburantes en los mercados del transporte.

V.1.4. Síntesis y Marco analítico

La relación entre los costes de oportunidad de los principales actores involucrados en el mercado de biocarburantes, sector agroindustrial, Estado regulador y consumidores finales de carburantes es dinámica y, en nuestra opinión, da lugar a una serie de escenarios cambiantes de cooperación y conflicto que determinan la evolución del mercado.

En la tabla V-1 podemos observar esquemáticamente la relación entre los principales vectores considerados, y como entendemos que la convergencia o divergencia de intereses produce distintos escenarios de cooperación y conflicto que sintetizan las relaciones entre el sector agroindustrial vinculado a los biocarburantes y el Estado regulador. En este marco analítico general, el paso de uno a otro escenario determinaría, según nuestra hipótesis, la forma como se ha desarrollado la oferta

de biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE. La evolución de estas políticas en conexión con los otros vectores explicativos dan muestra de la estrecha relación que puede haber entre la política energética y la política agrícola. Cuando se analizan las fuerzas motrices de las políticas de apoyo al sector de los biocarburantes, emerge una relación económica subyacente, junto a la cual se evidencia la importancia creciente de las decisiones en materia de política ambiental, de desarrollo y empleo rural, o de competitividad industrial, que se acoplan para fortalecer o debilitar la relación subyacente de cooperación o conflicto. Podemos decir que el núcleo de este razonamiento se aplica indistintamente para los tres países analizados, aún con las divergencias estructurales de sus economías, de sus sistemas energéticos en el transporte, o de sus diferentes organizaciones políticas. Estas finalmente terminan por modular los principales vectores explicativos, hasta darle consistencia lógica a la presencia o ausencia de las políticas de promoción en cada uno de los escenarios analizados, en relación con la evolución del mercado.

Tabla V- 1: Escenarios de cooperación y conflicto vinculados al desarrollo de la producción de biocarburantes

		Sector público. Estado regulador-desregulador (E)	
Coste de oportunidad		Bajo coste político de oportunidad del gobierno para promover biocarburantes.	Alto coste político de oportunidad del gobierno para promover biocarburantes.
Privado/público			
Producción	Sector Privado. Agroindustria (A)	<p>Escenario de Cooperación +(A)+(E) La agroindustria maximiza su beneficio aumentando la producción de biocarburantes en relación con los productos alimentarios. El Estado alcanza sus objetivos políticos incentivando la producción de biocarburantes. Convergencia para mayores políticas de promoción de la producción de biocarburantes.</p>	<p>Escenario de Conflicto +(A)-(E) La agroindustria maximiza su beneficio con la producción de biocarburantes en relación con los productos alimentarios. El Estado alcanza sus objetivos políticos reduciendo los incentivos a la producción de biocarburantes. Políticas de promoción de la producción frenadas desde el Estado.</p>
		<p>Escenario de Conflicto: -(A)+(E) La agroindustria maximiza su beneficio reduciendo la producción de biocarburantes en relación con los productos alimentarios. El Estado alcanza sus objetivos políticos incentivando la producción de biocarburantes. Políticas de promoción de la producción frenadas desde la agroindustria.</p>	<p>Escenario de Cooperación -(A)-(E) La agroindustria maximiza su beneficio reduciendo la producción de biocarburantes en relación con los productos alimentarios. El Estado alcanza sus objetivos políticos reduciendo los incentivos a la producción de biocarburantes. Convergencia de ambos para el repliegue de las políticas de promoción de la producción de biocarburantes.</p>

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, la relación entre los costes de oportunidad para el Estado y los consumidores finales de carburantes puede considerarse que da igualmente lugar a escenarios de cooperación y conflicto que explican la evolución del consumo de biocarburantes en el sector del transporte, tal como hemos sintetizado en la tabla V-2.

Tabla V– 2: Escenarios de cooperación y conflicto vinculados al desarrollo del consumo de biocarburantes

Consumo		Sector público. Estado regulador-desregulador (E)	
		Coste de oportunidad Privado/Público	
Consumidor final de carburantes (C)	Bajo coste de oportunidad de consumir biocarburantes, en relación con los derivados del petróleo	Escenario de Cooperación +(C)+(E) Los consumidores finales maximizan su utilidad incrementando el consumo de biocarburantes en relación a los derivados del petróleo. El Estado alcanza sus objetivos políticos incentivando el consumo de biocarburantes. Convergencia de ambos para mayores políticas de promoción del consumo.	Escenario de Conflicto +(C)-(E) Los consumidores finales maximizan su utilidad incrementando el consumo de biocarburantes en relación a los derivados del petróleo. El Estado alcanza sus objetivos políticos reduciendo los incentivos al consumo de biocarburantes. Políticas de promoción del consumo frenadas desde el Estado.
	Alto coste de oportunidad de consumir biocarburantes en relación con los derivados del petróleo.	Escenario de Conflicto -(C)+(E) Los consumidores finales maximizan su utilidad reduciendo el consumo de biocarburantes en relación a los derivados del petróleo. El Estado alcanza sus objetivos políticos incentivando el consumo de biocarburantes. Políticas de promoción del consumo frenadas por los consumidores.	Escenario de Cooperación -(C)-(E) El Estado alcanza sus objetivos políticos reduciendo los incentivos a la producción de biocarburantes. Los consumidores finales maximizan su utilidad reduciendo el consumo de biocarburantes en relación a los derivados del petróleo. Convergencia de ambos para el repliegue de las políticas de promoción de biocarburantes.

Fuente: Elaboración propia.

Los contextos internacionales que afectan de forma similar a las tres áreas consideradas, la política y la regulación, así como las divergencias de sus propias realidades histórico-económicas vinculadas al mercado de carburantes, biocarburantes y materias primas, son las principales fuentes de datos cualitativos y cuantitativos que han servido para determinar las relaciones de cooperación y conflicto entre el sector público y privado sobre las que se trata de explicar el curso que ha tomado el desarrollo del sector de biocarburantes a lo largo de los periodos antes descritos. Las hipótesis construidas serán contrastadas empíricamente mediante el análisis de series temporales interrumpidas, con el fin de verificar si los diferentes escenarios planteados de cooperación y conflicto son coherentes con la evolución del mercado de biocarburantes.

V.2.2. Hipótesis y Contrastación empírica

Teniendo en cuenta la relación de costes de oportunidad que determinan los escenarios de cooperación y conflicto entre los actores del mercado de biocarburantes, esta parte tendrá por objetivo contrastar empíricamente las hipótesis desarrolladas para explicar la evolución de los tres mercados de biocarburantes estudiados, así como los posibles efectos cruzados de las políticas de promoción aplicadas en estos tres países. En los apartados siguientes describiremos como hemos realizado esta contrastación empírica. Primero desarrollaremos la idea central sobre la que se basa el planteamiento de las hipótesis y como estas se han construido para cada mercado analizado. En el segundo apartado daremos un panorama general del método econométrico elegido, el análisis de

series temporales interrumpidas, y finalmente procederemos a hacer la contrastación empírica de las hipótesis mediante el uso del software estadístico SAS/ETS.

V.2.2.1. Desarrollo de las Hipótesis e Interpretación de los datos

En concordancia con el enfoque histórico del análisis de la política agro-energética y la regulación económica efectuada en los capítulos anteriores, las hipótesis desarrolladas en este capítulo estarán constituidas por los diferentes escenarios de cooperación y conflicto que consideramos han marcado tanto la evolución de la regulación aplicada al sector como la propia evolución de los mercados de biocarburantes en Brasil, EEUU y la UE, desde sus orígenes hasta la actualidad. Así, sobre la base del análisis del contexto político-energético, de la regulación y de los mercados relevantes, contrastaremos empíricamente la evolución de los escenarios de cooperación y conflicto por los que ha atravesado el sector de los biocarburantes en los países analizados. Concretamente evaluaremos como estos escenarios han podido afectar o no afectar la evolución de la producción y el consumo de los biocarburantes a lo largo del tiempo.

Para definir las hipótesis hemos tenido en consideración una serie de variables pertinentes de acuerdo a la producción y el consumo. En el caso de la producción hemos tenido en cuenta la regulación y las principales políticas de ámbito nacional, la información de los mercados globales de productos alimentarios y energéticos (materias primas y productos sustitutos), así como los potenciales impactos de la regulación exógena cruzada de terceros países cuando se advierta que pueda haber habido un efecto importante sobre las variables dependientes observadas. En el caso del consumo se ha tenido en consideración principalmente la regulación y las principales políticas de ámbito nacional, la información de los mercados globales de productos energéticos sustitutos (petróleo y derivados) y la información relevante en los mercados de vehículos de consumo de biocarburantes cuando sea pertinente.

Un el primer paso consiste en definir concretamente cada escenario de cooperación o conflicto en forma de sub-hipótesis, que conformarán de manera conjunta la hipótesis general sobre la evolución de la producción o el consumo que será contrastada empíricamente. La significatividad de los resultados del análisis de intervención de series temporales determinará si existe o no una base para mantener la hipótesis de que el sector de los biocarburantes ha evolucionado de acuerdo a unos escenarios de cooperación o conflicto entre los principales actores a lo largo del periodo analizado, ayudándonos a entender la realidad política subyacente al fomento de biocarburante para el transporte en los mercados analizados.

Así, de acuerdo con nuestro marco conceptual de análisis, un escenario del tipo cooperación positiva (+), donde se produce una convergencia de intereses entre el sector agroindustrial y el Estado, o entre éste último y los consumidores finales, se manifiesta en un marco de condiciones regulatorias y no regulatorias que debe quedar reflejado en la serie temporal correspondiente mediante un significativa expansión de la producción o del consumo del biocarburantes, en relación con la tendencia de crecimiento o decrecimiento observada en el marco del escenario precedente. Lo contrario debería suceder en el caso de un escenario del tipo de cooperación negativa (-); en este caso la convergencia negativa de intereses en relación a la producción o consumo de biocarburantes,

se identificaría con un escenario de minimización de las condiciones regulatorias y no regulatorias necesarias para expandir el mercado de biocarburantes, en tanto el coste de oportunidad que representa la expansión del mercado de biocarburantes para los principales actores es demasiado alto. Los efectos de las condiciones regulatorias y no regulatorias características de este tipo de escenario deberían quedar reflejadas en una abrupta contracción de las variables de producción o consumo en relación con el periodo anterior.

En el caso de las hipótesis que planteen escenarios de conflicto entre estos actores, las condiciones regulatorias y no regulatorias pueden variar pero siempre están restringidas o contenidas por el actor cuyo coste de oportunidad sea tan alto como para reducir el interés en producir o consumir biocarburantes. En este caso las condiciones regulatorias adoptadas son más proclives que en un escenario de cooperación negativa, pero menos que en el caso de un escenario de cooperación positiva.

En la tabla V-3 podemos observar los distintos escenarios de cooperación y conflicto en relación con las condiciones regulatorias y no regulatorias que afectarían las variables de producción y consumo en el mercado de biocarburantes. Sobre la base de estos escenarios de cooperación y conflicto se construirán las hipótesis centrales de la tesis que serán materia de contrastación empírica:

Tabla V– 3: Escenarios de cooperación y conflicto para la elaboración de las hipótesis a contrastar

Producción de biocarburantes			
Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias vinculadas a la producción de biocarburantes
(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
Consumo de Biocarburantes			
Estado-Regulador	Consumidor Final de carburantes	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias vinculadas al consumo de biocarburantes
(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas

Fuente: Elaboración propia a partir de análisis de la regulación y los mercados en Brasil, EEUU y la UE.

En la tabla V-4 podemos observar como los cambios en los escenarios dan lugar a distintos efectos de distinta magnitud sobre la variable analizada. Nótese que aunque un escenario de conflicto (+) (-) y uno del tipo (-) (+) son escenarios con características distintas, no deja de ser un escenario de conflicto, por lo que el resultado esperado sobre la variable analizada es más difícil de predecir por nuestro marco conceptual de análisis.

Tabla V– 4: Efectos esperados de los cambios entre los escenarios explicativos en la evolución de la variable analizada

Escenario precedente	Escenario siguiente	Resultado esperados de los cambios de escenarios en la variable analizada
Cooperación (+)	Cooperación (-)	Contracción abrupta
Cooperación (+)	Conflicto (+) (-) o (-) (+)	Contracción Moderada
Cooperación (-)	Cooperación (+)	Expansión abrupta
Cooperación (-)	Conflicto (+) (-) o (-) (+)	Expansión ponderada
Conflicto (+) (-)	Cooperación (+)	Expansión abrupta

Conflicto (+) (-)	Cooperación (-)	Contracción abrupta
-------------------	-----------------	---------------------

Fuente: Elaboración propia a partir de análisis del análisis de la regulación y los mercados en Brasil, EEUU y la UE.

Por consiguiente, los escenarios de conflicto precedidos de un escenario de cooperación positiva (+) deberían quedar reflejados como mínimo en un descenso de la tasa de crecimiento de la variable analizada, mientras que los escenarios de conflicto precedidos de un escenario de cooperación negativa (-) deberían quedar reflejados en un aumento de la tasa de crecimiento de la variable analizada. En el caso de que el escenario de conflicto sea el que preceda a los escenarios de cooperación, positiva o negativa, debería suceder exactamente lo contrario.

Tanto en el caso de la variable consumo como en el caso de la variable producción se ha establecido como fecha de inicio del análisis de intervención sobre la serie temporal el año en el cual hemos considerado que cambia significativamente el patrón de relación entre el Estado y el sector agroindustrial, o el patrón de relación entre el Estado y los consumidores finales de carburantes. Dichas fechas, analizadas previamente durante la elaboración de las hipótesis, no han sido elegidas arbitrariamente sino que responden al análisis previo los datos cualitativos y cuantitativos relevantes para determinar los escenarios en cada periodo, es decir, se basan en las condiciones regulatorias y no regulatorias observadas. Con este planteamiento se espera que los cambios significativos entre cada par de escenarios, ya sean de cooperación o de conflicto, queden reflejados en la variación de la pendiente, es decir en cambios en la tendencia de la serie. La evolución en los escenarios planteados, por tanto, se presenta como relacionada con cambios estructurales que se aprecian en el comportamiento de las tendencias, y no tanto con las variaciones puntuales que aparezcan a lo largo de la serie temporal de la variable analizada, como pueden ser los cambios de nivel o los cambios tipo impulso observados al analizar las variables. Estas variaciones pueden ser ocasionadas por el establecimiento de una regulación puntual o el advenimiento de ciertos eventos exógenos, pero siempre estarán contenidas por una tendencia determinada que hipotéticamente consideramos que es producto de la relación subyacente.⁸¹⁹ Contenidas dentro de la lógica de los escenarios explicativos de cooperación y conflicto, se han planteado también unas sub-hipótesis sobre los efectos cruzados de la regulación, que serán contrastadas al realizar el análisis de intervención.

V.2.2.2. Análisis de intervención de series temporales

Con el fin de contrastar las hipótesis planteadas nos serviremos del método de análisis de series temporales interrumpidas. Este método trata de incorporar los cambios en el entorno de la serie temporal principal que afectan a la evolución de la serie y deben ser incorporados al modelo. Estos modelos se denominan en consecuencia modelos con intervención, y el análisis efectuado, análisis de intervención de series temporales, o análisis de series temporales interrumpidas. El análisis de intervención puede ser visto como un tipo de análisis de regresión en el cual a una o más variables de predicción observadas en distintos puntos de tiempo se les atribuye haber tenido un impacto sobre la variable de respuesta observada, comparando las observaciones antes y después de algún evento que haya sido identificado previamente (McDowall, McCleary, Meidinger, & Hay, 1980).

⁸¹⁹ La tendencia regular indica una marcha general y persistente del fenómeno observado, y es una componente de la serie temporal que refleja la evolución a largo plazo. Ver: (Gottman, 1981)

Con el fin de analizar las modificaciones en la variable dependiente a lo largo del tiempo la línea base tiene que ser estable, debiendo comenzar con un periodo de registro de observaciones donde no se interviene, lo suficiente extenso como para asegurar un estado inicial de lo estudiado (Crosbie, 1993). La presencia de una fase de intervención corresponde a la interrupción de la serie, y en este punto es muy importante estudiar la variabilidad, que generalmente vendrá expresada en cambios de la tendencia (McDowall, McCleary, Meidinger, & Hay, 1980). Asimismo, las intervenciones difieren tanto en el comienzo del impacto, que puede ser abrupto o gradual, como en la duración, que puede ser permanente o solo temporal (Neustrom, 1993). La conexión entre una intervención y sus efectos se llama función de transferencia. A diferencia de los modelos univariantes, donde se modela la serie como un filtro, mediante una combinación de valores pasados y presentes, en los modelos de función de transferencia los valores pasados y presentes de una serie se relacionan con valores de otra serie. En el caso de una intervención en forma de impulso el efecto es denominado función de impulso o función de pulso, mientras que un cambio abrupto en el comienzo y una duración permanente o larga se denomina función "step", o de cambio de nivel. Dado que hay dos niveles de duración, permanente y temporal, así como dos niveles de inicio, gradual o abrupto, las intervenciones pueden tener cuatro posibles combinaciones de efectos. El análisis de intervención requiere una variable "dummy" que revela la aparición del evento. En el caso de un indicador de impulso, un código de 1 es aplicado en la columna de la variable "dummy" en un solo momento de la intervención, mientras que un código de 0 se aplica a todos los demás periodos. Cuando se trata de una intervención con un efecto largo, se espera que la duración del efecto persista, las observaciones que se encuentren antes de la intervención tendrán un código 0 mientras que las observaciones que se encuentren desde el periodo de intervención en adelante tendrán un código de 1. (McDowall, McCleary, Meidinger, & Hay, 1980)

El modelo más general de intervención de series temporales (Box & Tiago, 1975) está dado por la ecuación:

$$\phi(B) (Y_t - \mu - F(\omega, \delta, X, t)) = \theta(B)\varepsilon_t, \quad (1)$$

donde,

B es el operador del retardo definido por $BY_t = Y_{t-1}$, $\phi(B) = 1 - \phi_1(B) - \phi_2(B)^2 - \dots - \phi_p(B)^p$, $\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q$, $\{\varepsilon_t\}$ es una serie de ruido blanco, independientemente y normalmente distribuida con media cero y varianza $\sigma^2 > 0$, las raíces de $\phi(B)$ y $\theta(B)$ se encuentran fuera del círculo unitario, $X = X_t = [X_{1t}, \dots, X_{kt}]$ es una colección de variables de intervención, y

$$F(\omega, \delta, X, t) = \sum_{i=1}^k \{(\omega_i(B)/\delta_i(B))\} X_{it}, \quad (2)$$

donde $\omega_i(B)$ y $\delta_i(B)$ son polinomios en B con raíces fuera del círculo unitario, y la ratio $\omega_i(B)/\delta_i(B)$ se refiere a la función de transferencia correspondiente a la variable input X_{it} .

El modelo puede ser expresado de la siguiente forma

$$Y_t = \mu + F(\omega, \delta, X, t) + \pi(B)\varepsilon_t, \quad (3)$$

donde,

$$\pi(B) = \theta(B)/\phi(B) = 1 - \pi_1(B) - \pi_2(B)^2 - \dots$$

El modelo puede ser generalizado para incluir comportamientos no estacionarios. Así, para las series no estacionarias, $\phi(B)$ pueden incluir un operador de diferenciación. El “factoring” habitual despliega el polinomio característico para un componente autorregresivo como un producto de la estacionariedad o de la no estacionariedad de los polinomios característicos. El modelo general no estacionario está dado por

$$\varphi_1(B)(\varphi_2(B)Y_t - \mu - \varphi_2(B)F(\omega, \delta, X, t)) = \theta(B)\varepsilon_t, \quad (4)$$

que puede ser expresado como

$$\varphi_1(B)\varphi_2(B)(Y_t - F(\omega, \delta, X, t)) = \theta_D + \theta(B)\varepsilon_t,$$

donde

$$\begin{aligned} \varphi_1(B) &= 1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p, \\ \varphi_2(B) &= \prod_{i=1}^p (1 - B^{u_i}), \\ \theta_0 &= \mu \varphi_1(1) = \mu (1 - \sum_{i=1}^p \phi_i), \end{aligned} \quad (5)$$

Los modelos de intervención, derivados de este modelo general permiten analizar el patrón de regularidad con el fin de observar el impacto de variables exógenas o independientes que han podido afectar el comportamiento de la serie a los largo de su evolución en el tiempo. (Box & Tiago, 1975) Para que sea posible realizar el análisis de intervención los modelos deben ser estacionarios. Muchas series temporales en economía presentan una marcada tendencia en el largo plazo, como el caso de las series analizadas en esta tesis. El uso de operadores de diferenciación en el análisis de intervención permite abordar el problema de la no estacionariedad de las series temporales y eliminar la tendencia. Asimismo un análisis comprensivo de los residuos puede ayudar a elegir el modelo apropiado. (Woodfield, 2000)

Modelar la variable de respuesta en un análisis de intervención es más complicado que modelar la variable de respuesta en un análisis de series temporales univariadas. En un análisis de series temporales univariadas, se puede usar modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles ARIMA, que tienen la forma

$$\phi(B)(Y_t - \mu) = \theta(B)\varepsilon_t, \quad (6)$$

o bien, equivalentemente,

$$\phi(B)(Y_t - \mu) = \theta_0 + \theta(B)\varepsilon_t, \quad (7)$$

donde

$$\theta_0 = \mu \phi(1) = \mu (1 - \sum_{i=1}^p \phi_i). \quad (8)$$

Los modelos ARIMA representan una aproximación al comportamiento real de la serie temporal. Estos modelos tratan de recoger los patrones subyacentes derivados de la dependencia temporal de la serie, para predecir su comportamiento. Cuando estos modelos son utilizados en el análisis de

intervención de series temporales, la estructura del error es modelada simultáneamente con la serie de respuesta. El término del error es denotado por

$$\eta_t = Y_t - \mu - F(\omega, \delta, X, t). \quad (9)$$

Así, la ecuación (1) puede quedar de la siguiente forma:

$$\phi(B) \eta_t = \theta(B) \varepsilon_t,$$

Para determinar la naturaleza de los componentes de la función de transferencia usualmente se analiza gráficamente la variable de respuesta y se intenta diagnosticar la forma del impacto de la intervención. Si no se detecta ningún comportamiento determinístico obvio, el procedimiento más habitual continúa con un nuevo proceso de prueba y error.

En la tabla podemos observar algunos de los más comunes tipos de intervención y sus funciones de transferencia. Las variables de intervención usadas están definidas por:

$$I_t = 0 \text{ para } t < T, \\ = 1 \text{ para } t \geq T;$$

$$J_t = 0 \text{ para } t \neq T, \\ = 1 \text{ para } t = T.$$

Tabla V- 5: Funciones comunes de transferencia de intervención

Tipo del impacto	Función de transferencia	Variable de Intervención
Abrupto, permanente	Ω	I_t
Abrupto, temporal	$\omega/(1 - \delta B), 0 < \delta < 1$	J_t
Gradual, permanente	$\omega/(1 - \delta B), 0 < \delta < 1$	I_t
Gradual, permanente	$\omega_0 + \omega_1 B + \dots + \omega_r B^r$	I_t
Oscilatorio, permanente	$\omega/(1 - \delta B), 0 < \delta < 1$	I_t

Fuente: Box y Tiao (1975)

Con el fin de realizar la contrastación empírica de las hipótesis sobre los efectos de los escenarios de cooperación y conflicto utilizamos el Software estadístico SAS/ETS, que ofrece una amplia gama de herramientas y técnicas econométricas para el modelado, la simulación y la predicción de series temporales. Con las herramientas del Sistema de Predicción de Series Temporales (TSFS) hemos realizado una serie de ajustes para modelar las series temporales de las variables en cuestión. La flexibilidad del software SAS/ETS, permite considerar todos los enfoques en el proceso de modelación de la serie.

Siguiendo las pautas metodológicas del el análisis de intervención de series temporales, hemos dividido en dos partes cada contrastación. La primera tiene como fin presentar la idoneidad o adecuación del modelo elegido, de manera previa al análisis de estimación de los parámetros y su relación con las hipótesis planteadas. Si el modelo candidato supera las exigencias iniciales se podrá pasar a realizar el análisis de la estimación de los resultados. En esta fase final, la estimación de los parámetros resultante del ajuste de la serie temporal de la variable en cuestión será analizada para

ver si es coherente con las hipótesis planteadas para explicar el desarrollo del mercado de biocarburantes en las tres áreas analizadas, así como para observar si hay efectos cruzados significativos de la regulación en algún periodo.

V.2.3. Análisis empírico de la regulación del mercado biocarburantes en Brasil

Pasaremos a continuación a construir las bases del análisis sobre la evolución de las relaciones de cooperación y conflicto entre los principales actores del mercado brasileño, el sector agroindustrial del azúcar, el regulador y consumidores finales de carburantes en el mercado de productos energéticos para el transporte rodado de Brasil, y las correspondientes hipótesis de desarrollo de escenarios de cooperación y conflicto y su relación con el desarrollo del mercado de biocarburantes en Brasil. El análisis incluirá una contrastación empírica de las hipótesis vinculadas al desarrollo de la producción y otra diferente para las hipótesis vinculadas al desarrollo del consumo, ambas mediante la aplicación del análisis de series temporales interrumpidas, aunque sólo para el mercado del etanol porque el escaso número de observaciones no permite hacer lo propio para el caso del biodiesel.

V.2.3.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil

En este punto desarrollaremos la hipótesis para el análisis de la evolución del mercado brasileño de biocarburantes desde el punto de vista de la producción de etanol carburante en el transporte rodado, basándonos en la relación entre los costes de oportunidad de los principales actores del consumo, el Estado regulador y los consumidores finales de carburantes que hemos analizado teóricamente en nuestro planteamiento general de análisis.

-Periodo de 1931 a 1944. Escenario de conflicto para la producción de etanol carburante: (+) Estado (-) Sector Agroindustrial

Como se ha observado en los análisis previos de la regulación y las políticas que han afectado el sector de los carburantes de automoción en Brasil, la producción de biocarburantes como sustituto de la gasolina ha estado determinada predominantemente durante este periodo por la divergencia de intereses entre el sector agroindustrial y el gobierno. El interés del gobierno en apoyar el desarrollo de una industria nacional de carburantes alternativos, estaba vinculado a los costes económicos derivados de las importaciones de crudo, pero también a la situación económica de la industria azucarera. Las preocupaciones por el efecto de las crecientes importaciones de derivados del petróleo sobre la balanza de pagos y sus efectos en la economía, así como el permanente riesgo de quiebra en el sector azucarero, a causa de la sobreproducción de azúcar y la caída de los precios, fueron los primeros factores que marcaron el inicio de una política de apoyo gubernamental a la producción de etanol carburante (De Castro Santos, 1985).

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, las decisiones vinculadas a la producción de etanol carburante, estarían determinadas en gran medida por el coste de oportunidad de destinar la producción de materia prima a los mercados alimentarios. El sector enfrentaba constantes crisis de sobre producción que traían abajo los precios del azúcar, y muchas de las veces era difícil recuperar inclusive los costes de producción. Ante una situación así, los productores de azúcar decidieron que una forma de enfrentar los problemas recurrentes de precios era sacar parte de la producción fuera del mercado, siendo una de las formas de control de la producción el utilizar la caña de azúcar para obtener etanol carburante. Sin embargo, la reticencia de una parte importante del sector azucarero brasileño a la intervención Estatal, la influencia de los precios del azúcar y los riesgos implícitos de inversión vinculados al desarrollo del mercado del etanol carburante, incrementaría el coste de oportunidad y reduciría la conducta cooperativa de los operadores del sector sucro-alcoholero en relación con las políticas de gobierno.⁸²⁰

Aun cuando se declaró de “interés nacional” a la industria del etanol durante la segunda guerra mundial, y el interés del gobierno en el etanol como sustituto de la gasolina se incrementó estableciéndose una serie de medidas de alta intervención económica en el sector sucro-alcoholero y energético (personificado en el rol de la IAA), la recuperación posterior de los precios del azúcar redujo la convergencia de intereses entre el Estado y la industria, en favor de un mayor incremento de la producción y uso del etanol como carburante alternativo. La intermitencia y la falta de claridad y consenso entre los productores en relación a los beneficios de derivar una gran parte de las materias primas a los mercados energéticos, en el marco de una política de sustitución de importaciones, no permitió asentar las bases para institucionalizar el uso del etanol carburante en el largo plazo. El riesgo propio de la envergadura de las inversiones en capital de larga vida, como las destilerías de etanol, el comportamiento oportunista de muchos productores ante la variabilidad de los precios de las materias primas en los mercados alimentarios, así como la desconfianza en la intervención del Estado en un sector tradicionalmente libre, obstruyeron el proceso de convergencia de intereses estratégicos del Estado y el sector azucarero, en relación con la producción del etanol.

Así, las medidas estatales y las decisiones privadas adoptadas desde 1933 al 1946, aunque fueron necesarias para darle el primer impulso al desarrollo de la producción de etanol en Brasil, no fueron suficientes para alcanzar un nivel de producción significativo del biocarburante durante este periodo.

*-Periodo de 1946 a 1974. Escenario de conflicto para la producción de etanol carburante:
(-) Estado (+) Sector Agroindustrial*

Como se ha analizado previamente, durante la post guerra y hasta la entrada de la primera crisis del petróleo el interés del Estado en el etanol como producto sustituto de la gasolina decayó notablemente y esto se reflejó en la política energética aplicada en el mercado de carburantes de automoción. Esta política minimizó el uso del etanol carburante en el transporte, principalmente porque el gobierno consideraba que era un coste innecesario, dado el favorable comportamiento del

⁸²⁰ Además, la producción de etanol no era la única medida para el salvataje del sector azucarero. Había otras medidas enfocadas en regular el comercio con el fin de evitar la caída de los precios. Por ejemplo, mientras se establecía un mandato de mezcla en 1931, también se regulaba el uso de azúcar no importada en el mismo año, y se limitaba su producción en 1932. Ver: (Szmereczányi, 1979)

mercado de productos energéticos y el asentamiento del petróleo en la matriz de consumo brasileña.

Por un lado, el interés del gobierno en promover el etanol estaba basado en su competitividad frente a los precios y la seguridad de suministro de petróleo, y durante esta época los precios del crudo fueron mucho más bajos y el suministro regular y estable. En estas condiciones el Estado podía alcanzar sus objetivos políticos de reducción de costes energéticos mediante una estrategia basada en las importaciones de crudo en el mercado internacional, así como mediante el incremento de la producción nacional y aumento de la capacidad de refino. Durante la década de los 1950s se consolidó el desarrollo de una política de autosuficiencia energética basada en los combustibles fósiles, a fin de abastecer la demanda interna de manera segura y económica con productos petrolíferos (De Castro Santos, 1985).

Por otro lado, las fluctuaciones de los precios del azúcar, seguían ocasionando recurrentes crisis de sobreproducción en el sector sucro-alcoholero. La necesidad de retomar una política de fomento de etanol carburante como sustituto de la gasolina para los productores de caña y azúcar, se enfrentaba a un escenario energético menos favorable que el anterior. La regulación económica para el incremento del consumo y la producción del etanol carburante era más difícil de alcanzar con unos precios del petróleo tan bajos, porque disipaba la convergencia de intereses entre el sector y el gobierno.

En este contexto, el apoyo del sector sucro-alcoholero por parte del Estado se redujo al mínimo legal establecido para las mezclas de etanol carburante con gasolina, estableciéndose por primera vez un límite legal para las mezclas carburantes. Asimismo, se adoptaron una serie de medidas de apoyo al sector desvinculadas del uso del etanol como carburante de automoción, tales como el uso industrial del etanol, el apoyo a las exportaciones de azúcar, el control de la producción de azúcar y el impulso para la modernización del sector agroindustrial, entre otras medidas (Szmerecsányi, 1979).

El etanol carburante como medio de salvaguarda en caso de crisis del sector azucarero, había perdido méritos y el Instituto del azúcar y el Alcohol (IAA) había perdido las competencias necesarias para vincular favorablemente la producción de etanol a la política energética de mezclas carburantes. Por el contrario, el poder de decisión del Consejo Nacional del Petróleo (CNP) sobre los precios de los carburantes se fortaleció su política redujo el uso del etanol carburante durante este periodo. Con la ley 4452 de 1964 se legalizó el control de la CNP sobre el etanol carburante y con esto la prioridad de la política energética de combustibles del CNP sobre las políticas de ayuda al sector del azúcar del IAA. Como producto del cambio institucional, el precio del etanol no se vincularía más al precio del azúcar sino al precio de la gasolina, lo cual afectaría los ingresos de los productores dado que el etanol era más caro de producir. Además, el CNP podía determinar el precio del etanol para las mezclas carburantes de forma autónoma, pudiendo minimizar el coste derivado de los mandatos de mezcla (Numberg, 1978).

Dada la sobreproducción y reiterada caída de precios del azúcar, el coste de oportunidad de los productores de etanol fue generalmente bajo durante este periodo, por lo que trataron en lo posible de que el gobierno expandiera el uso del biocarburante. Sin embargo, el etanol representaba para el gobierno un alto e innecesario coste político, y el apoyo a la industria sucro-alcoholera no era un

fundamento lo suficientemente sólido para activar una política de sustitución energética más expansiva. En un contexto internacional de precios del petróleo, abaratados y estables, y con una política energética de reducción de costes económicos, basados en el consumo de derivados del petróleo, la divergencia de intereses era el reflejo de un escenario de conflicto restrictivo para el incremento de la producción de etanol.

-Periodo de 1975 a 1985: Escenario Cooperación positiva (+) para la producción de Etanol carburante: (+) Estado (+) Sector Agroindustrial

El impacto económico que produjeron los shocks petroleros de 1973 y 1979 determinó el establecimiento de las condiciones para el impulso político y económico al etanol carburante durante este periodo. La cooperación positiva entre el Estado y el sector sucro-alcoholero, necesario para maximizar la producción y el consumo de etanol, dio lugar al lanzamiento del Plan Nacional del Alcohol (PNA).

Las cuentas brasileñas fueron seriamente afectadas especialmente a partir de 1974. El petróleo representaba el 40 % del consumo nacional de energía, mientras que el 80 % de este consumo era cubierto con importaciones. El impacto en el déficit de la balanza comercial fue de 4,7 billones de dólares en 1974 y de 3,5 billones en 1975. Asimismo, el déficit de la balanza de servicios pasó de 1,7 billones de dólares en 1973 a 7,1 billones en 1974 y a 6,7 billones en 1975. Como consecuencia la balanza de pagos fue deficitaria entre 1974 y 1975, reduciendo la reserva de divisas internacionales brasileñas. Al mismo tiempo, el índice de inflación pasó de un nivel del 20 % anual entre 1967-1973, a un nivel de 40 % anual, desde 1974 hasta el final de la década (Davidoff , 1984). En buena parte de los países industrializados la estanflación propia de la época fue enfrentada en gran parte mediante políticas económicas de carácter ortodoxo, enfocadas a reequilibrar la balanza de pagos y reducir la inflación, pero en Brasil la estrategia fue procurar un cambio estructural de la economía vinculado al aumento tecnológico, la disminución de la dependencia en las importaciones (principalmente energéticas), y ambiciosas inversiones públicas llevadas a cabo mediante el endeudamiento en el mercado interno y en el mercado internacional (Barzelay, 1980).

Aun con las ambigüedades e inconsistencias institucionales (que podrían explicar los retardos y la falta de claridad en la definición de las políticas), las medidas estatales para favorecer la producción fueron muy importantes para la expansión del mercado durante el lanzamiento del PNA.⁸²¹ El objetivo durante la primera fase del PNA fue incrementar la capacidad de producción de etanol de la industria brasileña. La regulación del mercado de hidrocarburos y de etanol carburante, el financiamiento de la cadena de producción, las políticas de incremento del suministro de caña y la expansión de las tierras de cultivo, así como el desarrollo de la capacidad de distribución y logística el etanol, incrementaron los incentivos para desplegar un notable aumento de la producción durante este periodo. En este contexto, el gobierno establece un objetivo de producción de 3000

⁸²¹ La política brasileña buscaba reducir el déficit en la balanza de pagos, mediante la sustitución de gasolina por alcohol y la expansión de la producción doméstica de crudo y otras fuentes de energía autóctonas, así como la investigación de fuentes alternativas para su desarrollo en el mediano/largo plazo.

millones de litros para el año 1980, que sería alcanzado mediante el incremento de la obligación de mezcla al 20 % (Baccarin, 2005).

Asimismo, cuando la euforia de en los mercados del azúcar entre el final de 1973 y 1974 se disipó, las condiciones favorables en el mercado internacional del azúcar cambiaron drásticamente, mientras que se acumulaban los stocks a niveles alarmantes. El desbalance entre la oferta y la demanda mundial de azúcar, los subsidios y el proteccionismo en los países industrializados, el incremento mundial de stocks y los altos niveles de productividad y producción de las cosechas, como resultado de las inversiones estimuladas por los altos precios del azúcar en años anteriores, configuraron un escenario realmente crítico para los productores brasileños de azúcar en el primer lustro de los años 1970s (Szmrecsányi & Moreira , 1991).

Ante esa situación, la producción de alcohol actuó como válvula de escape a una seria situación de crisis del sector. La crisis del azúcar fue de gran importancia para que la primera fase del PNA alcanzara su objetivo de producción, no solo por crear los incentivos necesarios para el incremento de la inversión en la producción de alcohol, sino para reforzar el cumplimiento del objetivo de transformar 50 millones de sacos de azúcar en alcohol durante las cosechas de 1977/78 y 1978/79.⁸²² La histórica capacidad industrial de Estados como São Paulo, la expansión del área cultivable de caña y de la capacidad de las destilerías financiadas por el PNA durante los primeros años, permitió el gran incremento de la producción de etanol, y en consecuencia permitió alcanzar el objetivo de suministro de etanol establecido en el PNA.⁸²³

Un nuevo y significativo incremento del precio internacional del petróleo en 1979, contribuyó a que el gobierno incrementase los estímulos al PNA, y reconociera al etanol carburante como una de piezas centrales para enfrentar el problema de crisis energética y no solamente como medio de ayuda a la crisis del sector sucro-alcoholero. Este nuevo impulso cambió muchas características del PNA, configurándose la segunda fase del Pro-alcohol marcada por el crecimiento de la producción, la expansión del cultivo de la caña, la introducción en el mercado de los vehículos de consumo exclusivo de etanol y, con esto, el aumento de la importancia del etanol hidratado frente al etanol anhidro usado en las mezclas. En este contexto se estableció un objetivo de producción de 10700 millones de litros de etanol para 1985 y un memorando de entendimiento con la Asociación Nacional de Fabricantes de vehículos Automotores, ANFAVEA, con el fin de introducir progresivamente en el mercado una cantidad significativa de Vehículos de Consumo Exclusivo de Etanol o VCEE, así como la adaptación de los antiguos motores a gasolina.⁸²⁴

El nuevo Modelo Energético Brasileño establecía entre sus principales directrices la sustitución del petróleo importado por petróleo nacional y por combustibles alternativos específicos como el etanol

⁸²² El salto más grande de la producción se produjo entre las cosechas de 76/77 con 644 millones litros y 77/78 con 1470,4 millones, cuando el IAA autorizó a producción de 612 millones de litros de alcohol, así como de 1,4 mil millones de litros para tales cosechas respectivamente. Ver: (Baccarin, 2005)

⁸²³ Cabe resaltar que a pesar de la crisis del sector en 1976 y la acumulación de stocks, la confianza en su recuperación por parte de los productores y del IAA, decidió incrementar la producción. El resultado fue que el gobierno autorizara el uso progresivo del azúcar para la producción de alcohol en los años siguientes. Ver: (De Castro Santos, 1985)

⁸²⁴ La tecnología de los vehículos a alcohol había venido siendo desarrollada y utilizada por instituciones públicas, por lo que ANFAVEA se comprometía a fabricar vehículos cuyos motores ya habían sido desarrollados por el gobierno en el centro tecnológico de la Aeronáutica (Baccarin, 2005).

en el caso de la sustitución de gasolina. Bajo las directrices generales se proyectaba aumentar la participación del bagazo de caña en el consumo de energía primaria, de un 4,6 % en 1978 a un 5 % en 1985 y doblar la participación del etanol de un 1,1 % en 1978 a un 2,1 % en 1985, previéndose un incremento de la producción de hasta 10700 millones de litros, lo que presuponía duplicar la capacidad instalada de producción. De este objetivo, 6100 millones de litros serían de alcohol hidratado para abastecer la flota de vehículos VCEE; mientras que los 4600 millones de litros restantes serían de alcohol anhidro para las mezclas con gasolina en una proporción de hasta un 20 %, siendo una proporción flexible que variaría según las coyunturas en los mercados relevantes.⁸²⁵

Durante este periodo, y hasta la finalización de la segunda fase del PNA podemos decir que las condiciones de convergencia y cooperación entre el sector de gobierno y el sector agroindustrial de azúcar, principalmente vinculadas a la evolución del mercado de la energía en el primer caso, y del azúcar en el segundo, fueron factores sustanciales para el incremento abrupto de la producción de etanol carburante en Brasil, así como para alcanzar los objetivos de sustitución progresiva de la gasolina en el mercado de carburantes líquidos brasileño, al menos durante ese periodo.

*-Periodo de 1986 a 1996. Escenario de Conflicto para la producción de etanol carburante:
(-) Estado (+) Sector Agroindustrial*

Ya durante la segunda fase del PNA las condiciones macroeconómicas brasileñas se venían agravando paulatinamente, en especial por la crisis del endeudamiento externo, la inflación y sus repercusiones fiscales. La capacidad de gasto e inversión del gobierno disminuye acompañada de una nueva política antiinflacionaria, por lo que durante los 1980s los programas que necesitaban grandes recursos públicos para su mantenimiento comenzaron a verse seriamente afectados, entre estos el PNA. Las autoridades se cuestionaban la concesión de subsidios públicos, como los créditos subsidiados a la agricultura, así como otros subsidios otorgados para gastos de inversión y comercialización de los productos.⁸²⁶

En el periodo de 1986 hasta 1990 se observa un enfriamiento en el desempeño del complejo sucroalcoholero. Aun cuando el PNA continuaba existiendo formalmente, en la práctica sus incentivos se iban reduciendo paulatinamente, al mismo tiempo que aumentaban los cuestionamientos a su continuidad. La precariedad de las finanzas públicas brasileñas imponían evidentes límites a la

⁸²⁵ También se destinaron 1500 millones de litros a la industria química, lo que para muchos demuestra la inconsistencia de objetivos del PNA (De Castro Santos, 1979)

⁸²⁶ Para muchos políticos, los subsidios eran una de las principales causas de la aceleración de la inflación brasileña. La expansión de los gastos mediante subsidios implicaba que su financiamiento no podía ser garantizado mediante los recursos presupuestarios, elevando en consecuencia el déficit fiscal. El gobierno entonces recurría a la emisión monetaria, provocando el incremento nominal de la demanda agregada y en consecuencia la generación de inflación. Estos argumentos fueron usados para reducir gradualmente los recursos concedidos al PNA durante este periodo (Da Costa, 2003).

continuidad de programas y políticas públicas en determinados sectores de la economía, entre estos el PNA, afectando su continuidad dado que muchos dependían de los subsidios estatales.⁸²⁷

Asimismo, revirtiendo los patrones de crecimiento de la década anterior, el precio del petróleo presentó una considerable caída durante los años 1980s. Además, disminuyó significativamente la dependencia en las importaciones, haciendo que la PETROBRAS presente una mayor resistencia al aumento de la producción de etanol carburante. Las condiciones prevalecientes en el mercado del petróleo y de derivados desde la segunda mitad de los años 1980s fueron más desfavorables para la producción de etanol carburante. Los precios reales del petróleo cayeron, pasando a costar en términos reales en 1989 menos de la mitad del valor observado en 1980. Aunque la producción nacional de petróleo había quedado estancada hasta un mínimo de 14,2 % del consumo en 1979, aumentó a partir de 1980 y dio un salto significativo entre 1982 y 1984. Así, en la segunda mitad de lo 1980s, la producción autóctona de petróleo pasó a representar el 50 % del suministro de crudo en Brasil, mientras que las importaciones se habían reducido en un 60 % en relación con los niveles de 1979. Como consecuencia, los gastos de divisas relacionados a las importaciones de crudo y derivados caerían marcadamente durante la década de los 1980s, lo que le quitaría peso al argumento del déficit en la balanza de pagos.⁸²⁸

Luego de que se retirasen los subsidios al precio del alcohol carburante, los subsidios para los stocks y otros subsidios sobre la cadena de valor, las condiciones de negocio para el sector sucro-alcoholero empeoraron.⁸²⁹ La respuesta inmediata a la política de precios reducidos para el alcohol fue el estancamiento de la producción, que no consiguió acompañar el incremento de la demanda de consumo, generándose un déficit de suministro de etanol en el mercado de 1200 millones de litros en 1989 y de 1700 millones en 1990. Esta situación afectó la imagen del mercado del etanol y desestimuló las ventas de los vehículos VCEE, pieza clave en la estructura de la demanda de etanol hidratado.⁸³⁰

Desde 1986, las relaciones entre empresarios sucro-alcoholeros y el gobierno federal estuvieron marcadas por conflictos, evidenciados especialmente por la política de fijación de los precios del etanol, ya que los productores consideraban que los precios estaban siendo fijados por debajo de los

⁸²⁷ La situación fiscal y financiera del Estado empeoró, lo que redujo progresivamente la inversión pública y la concesión de subsidios al sector. Desde 1986s, los créditos públicos de inversión, específicos para el PNA, se eliminaron, por lo que el financiamiento se tenía que realizar en el mercado. Además el precio del etanol carburante comenzó a ser fijado debajo del coste medio de producción de las plantas y destilerías. La producción de etanol tendió a estancarse entre 1986y 1990, conduciendo a una crisis de abastecimiento de etanol en 1989 y 1990, situación que propició una reducción abrupta en la venta de vehículos VCEE. (Da Costa, 2003)

⁸²⁸ Ver: MME (2000): Balance Energético Nacional

⁸²⁹ A partir de 1986, debido a la drástica reducción de los precios del petróleo en el mercado internacional y a la retracción de las políticas públicas que imponía el paso a la llamada Nueva República, los precios establecidos para la tarifas públicas en general y en particular para el caso del etanol carburante, no llegaban a cubrir los costes de producción (Borges, 1992).

⁸³⁰ Varias medidas intentaron revertir esta situación. Por ejemplo, se redujo el porcentaje de mezclas del 22 % al 18 % y posteriormente al 12 %; se aprobó la adición de gasolina al alcohol en agosto de 1989; y como esas medidas eran insuficientes se decidió la importación de metanol de EEUU y de Europa. Ver: COPERSUGAR (1990)

costes de producción (Borges, 1992). Sin embargo, tal situación fue compensada hasta el final de la década con la eliminación del monopolio público sobre las exportaciones de azúcar.⁸³¹

En los años 1990s continuaría el escenario de bajos precios del petróleo en un panorama energético de aumento de la producción nacional, pero además con unas peores condiciones en el mercado de automóviles propulsados por el biocarburante. El resultado se agravó luego de la decisión del gobierno de promover la fabricación de los “automóviles populares”, sin un tratamiento fiscal diferenciado que pudiera fomentar los modelos que consumían etanol frente a los de gasolina. En este contexto, el inicio de la desregulación del sector sucro-alcoholero en 1990, se produce en un momento en el que los precios aplicados al alcohol carburante estaban por debajo del costo de producción para una buena parte de la agroindustria, y donde la perspectiva de mercado en el largo plazo se mostraba desfavorable, dada la notable caída de las ventas de vehículos a etanol (Pinheiro, 2000).

Las condiciones propicias en el mercado internacional del azúcar, el incremento de la productividad del sector azucarero Brasileño, el rápido cambio en el mix productivo del sector sucro-alcoholero, la regulación de las mezclas de etanol anhidro en un mínimo del 20 %, así como los beneficios provenientes de las políticas generales aplicadas al sector de la agricultura durante los 1990s servirían como válvula de escape ante un escenario de conflicto por el menor apoyo público a la política de precios al etanol hidratado, aplicada desde 1985 (Moraes, 2000).

-Periodo 1997-2000. Escenario de cooperación negativa (-) para la producción de etanol carburante: (-) Estado (-) Agroindustria.

La pérdida de interés gubernamental en el etanol hidratado, dados los bajos precios del crudo, la reconfiguración progresiva de la regulación del sector y el detrimento del mercado interno de biocarburantes como consecuencia de la crisis de abastecimiento de etanol, promovieron en el sector sucro-alcoholero el incremento de la producción de azúcar de las exportaciones, dando como resultado una marcada caída de la producción de etanol hidratado durante este periodo.

Durante el primer lustro de los 1990s, cuando los precios del azúcar estaban en su nivel más alto, los empresarios se mostraron menos preocupados por la política estatal aplicada en el sector del alcohol, redirigiendo la agricultura de la caña hacia el incremento de la producción de azúcar y la reducción de la producción de alcohol, acentuando la escasez del biocarburante en el mercado. Esta actitud, aunque bastante racional para una perspectiva de corto plazo, tuvo consecuencias negativas a largo plazo, principalmente porque que el desabastecimiento del biocarburante en el mercado impactó en la reducción de las ventas de vehículos VCEE, comprimiendo más el tamaño del mercado salvaguarda del sector azucarero.

⁸³¹ Las exportaciones de azúcar constituían un monopolio público hasta el final de la década de 1980s. Desde los años 1960s, la planificación del sector trataba de incrementar la participación brasileña en el mercado internacional del azúcar, para lo cual el IAA se encargaría de determinar los excedentes exportables de azúcar y alcohol, fijar la remuneración a los productores y negociar la venta directamente en el mercado externo. Ver: Ley nº 4870/65

En un contexto bastante desfavorable al etanol se inicia un proceso de liberalización económica que ahondaría los problemas en el sector. En 1995 se liberalizan los precios del azúcar distintos al cristal estándar, y en 1996 los de la caña y del azúcar estándar, marcando la transición a un mercado libre. La política de desregulación de los mercados y el menor apoyo público al etanol carburante promovieron una situación de conflicto entre el Estado y el sector sucro-alcoholero, especialmente en las regiones menos productivas y menos competitivas. Aunque la liberalización del sector fue menos conflictiva para la región que representaba la mayor cuota de la producción total y la mejor productividad, afincada en el centro sur del país, esto generó una reorganización industrial y posteriormente una respuesta cooperativa de los más grandes productores Brasileños ante las políticas de liberalización del mercado del azúcar y de desregulación y retracción de las políticas de apoyo al uso energético del etanol hidratado carburante (Da Costa, 2003).

Como hemos mencionado líneas arriba, dadas las condiciones favorables en el mercado internacional del azúcar en buena parte de los años 1990s, muchos grandes productores continuaron compensando las pérdidas del enfriamiento del mercado de etanol hidratado con las exportaciones de azúcar, lo que acentuó la crisis de abastecimiento en el mercado interno de etanol.⁸³² En la tabla V-6 puede observarse el uso de la caña de azúcar para la producción de etanol y azúcar, así como el crecimiento de las exportaciones durante el periodo de desregulación, hasta la entrada de los años 2000s.⁸³³

⁸³² Durante el periodo de desregulación los precios y las condiciones mejoraron notablemente en el mercado internacional del azúcar, con precios por encima del costo de producción sectorial, pero principalmente de los estados productores del centro sur de Brasil (São Paulo y Estados vecinos), al contrario de la región del nortee-noreste que presentaban mayores costes. Como consecuencia la producción de azúcar creció relativamente más que la de alcohol, con un correspondiente incremento en el volumen de exportación que llevó al país a ser el principal exportador mundial. Los empresarios del sector supieron aprovechar, las oportunidades de negocio que surgieron tras la eliminación del monopolio público ejercido sobre las exportaciones desde fines de 1989.

⁸³³ Al final de los 1980s, se permitió la exportación privada de azúcar y derivados (luego de garantizar el abastecimiento interno). Ver: Decreto Presidencial nº 98054/89. Aun cuando la autorización previa para las exportaciones recién dejó de existir desde 1995, las exportaciones ya mostraban una tendencia incremental desde la primera década de los 1990s, a las que se le aplicaban una serie de alícuotas para gravar las exportaciones de azúcar, que se redujeron al 0 % en 1997; el control de las exportaciones durante los 1990s fue inefectivo y no se consiguió evitar el crecimiento de las exportaciones de azúcar desfavorables a la producción de etanol. Ver: Ley 8117/90 y resolución BACEN nº 2767 (14/7/1197)

Tabla V– 6: Porcentaje de total recuperable de azúcar (ATR) usado para la producción de etanol y azúcar

Cosecha	Azúcar	Etanol (hidratado +anhidro)	(%) Exportaciones de azúcar/producción
1990/91	28 %	72 %	22,5
1991/92	29 %	71 %	28,0
1992/93	32 %	68 %	32,7
1993/94	33 %	67 %	37,0
1994/95	35 %	65 %	53,3
1995/96	37 %	63 %	40,5
1996/97	36 %	64 %	46,8
1997/98	36 %	64 %	56,4
1998/99	43 %	57 %	67,5
1999/00	47 %	53 %	33,5
2000/01	47 %	53 %	69,7
2001/02	49 %	51 %	70,3
2002/03	51 %	49 %	71,1
Cosecha	Azúcar	Etanol (hidratado +anhidro)	(%) Exportaciones de azúcar/producción

Fuente: MAPA (2013) y ALCOPAR 2002

Como hemos mencionado líneas arriba, el bajo estímulo a los precios vigentes para el etanol carburante hacía que la oferta se encuentre por debajo de la demanda, resultando en el desabastecimiento progresivo del carburante en los puestos de combustibles y desestimulando la adquisición de nuevos vehículos a alcohol, lo que dio lugar a una contracción del mercado de etanol hidratado. Como el etanol no podía reducir sus costes de producción y los precios del petróleo permanecían bajos, se establecieron una serie de medidas públicas fuera del mercado, especialmente para el etanol hidratado, con el fin de ayudar a que fuera más competitivo. Sin embargo, estas medidas fueron limitadas e insuficientes para incentivar a los productores del sector sucro-alcoholero a incrementar la producción de biocarburante (Baccarin, 2005).

Tampoco hubo un control específico de las exportaciones de azúcar que pudiera frenar el desabastecimiento del etanol carburante en el mercado interno.⁸³⁴ De acuerdo con Carvallo (1988), la participación brasileña en las exportaciones mundiales de azúcar fue de 8,2 % entre 1974 y 1977, y de 9,1 % entre 1978 y 1984. En el final de los 1980s, la participación brasileña en las exportaciones mundiales de azúcar estaba apenas en 4,7 %, muy probablemente como resultado del desarrollo del PNA. Sin embargo, entre las cosechas de 1995/96 a 2000/01, la participación en las exportaciones mundiales había dado un salto importante, alcanzando un valor medio de 21 %, llegando a ser el mayor exportador del mundo seguido de la UE y Australia (Burnquist & Bacchi, 2002).

⁸³⁴ La política de precios fue insuficiente, dado que al reducir los subsidios cruzados aplicados por la PETROBRAS, tras la liberalización de sector hidrocarburos, bajó la competitividad del etanol frente a la gasolina. Tampoco hubo estímulos a la industria automotriz para expandir el parque automotor con vehículos a etanol y favorecer así el consumo. Cabe señalar que el mantenimiento de los precios administrados de etanol hidratado hasta 1999 no resultó suficiente para cubrir los costos de producción del complejo, aunque el mantenimiento de los precios administrados evitó un mal mayor, ya que los precios del mercado libre podían ser aun menores que los precios administrados.

Además de los precios ventajosos en el mercado mundial, la competitividad del azúcar brasileño (a raíz de sus bajos costes de producción en relación con otros países exportadores), y el hecho de que las exportaciones de azúcar dejaran de ser monopolio público, fueron factores que estimularon la expansión de los negocios al mercado internacional como alternativa a la crisis del etanol en el mercado nacional. A medida que el azúcar pasó a ser exportado por las empresas, sin la intervención del Estado, el costo de producción se volvió más decisivo para expandirse en el mercado exterior. El desarrollo de las tecnologías de producción, y la reorganización del sector, incrementaron las ventajas comparativas de Brasil al elevar su productividad.⁸³⁵

Ante estas condiciones del mercado interno de carburantes, con bajos precios del petróleo y un escenario de desregulación y de escasa protección del etanol hidratado, el coste de oportunidad del sector sucro-alcoholero para incrementar la producción de etanol era demasiado alto en relación con la alternativa de producir azúcar para exportarla a los mercados internacionales. Por ello, el comportamiento económico de los grandes productores fue, en síntesis, reorientar el uso de la materia prima, desde los mercados energéticos hacia los mercados alimentarios. Un comportamiento que generó una situación de relativa cooperación negativa con el Estado, hasta que los precios del azúcar en el mercado internacional empezaron a caer al final del periodo.

El peor momento atravesado por el sector sucro-alcoholero ocurrió al final de la década de los 1990s. La liberalización efectiva de precios de etanol hidratado coincidió con el declive del precio internacional del azúcar, en un contexto de exceso de oferta en el mercado del azúcar que redujo aún más los precios. El miedo a la quiebra movilizó a los empresarios del sector para solicitar nuevas medidas públicas de apoyo ante la gravedad de la situación.⁸³⁶

Ante la caída de los precios internacionales del azúcar al final del periodo, la política liberal fue confrontada por las empresas y entidades vinculadas al sector sucro-alcoholero. La institución de normas y órganos específicos para el sector sucro-alcoholero fue una excepción a la corriente desreguladora. Así, la etapa final del proceso de desregulación estuvo marcada por la tensión y el conflicto, y no se alcanzó una plena desregulación, sino que se dio lugar a un nuevo marco institucional y regulatorio para el sector, que se activaría plenamente cuando las condiciones suficientes en los mercados de energía reestablecieran un nuevo escenario de cooperación positiva (+) para el etanol brasileño. Las disputas políticas sobre la eliminación de la intervención del Estado en la economía dieron como resultado un proceso largo y fragmentado de desregulación del sector, que dio lugar a una nueva forma de regular el mercado bajo un paradigma menos interventor que el

⁸³⁵ Sin embargo, en caso del mercado interno las perspectivas del aumento del consumo no eran las mejores debido a un incremento del consumo de los productos sustitutos en la dieta media de la población, situación que fue compensada por el crecimiento del uso secundario del azúcar en el sector de las golosinas, por lo que una expansión del mercado interno del azúcar como otra vía de escape a la crisis del etanol no era previsible ante ese escenario. (Burnquist & Bacchi, 2002)

⁸³⁶ Entre 1998 y 1999 el precio del azúcar en el mercado internacional cayó a 158,80 US\$/ton, por debajo de su coste de producción estimado de US \$190/ton (Alves y otros, 1999). En el mercado interno, el precio del saco de azúcar bajo de R\$ 22 a R\$7, en 1999, el precio del litro de alcohol, fijado en R\$0,41 en 1998, se vendía por R\$ 0,14 hasta mayo de 1999. Los intereses del sector no tuvieron el peso político suficiente para evitar la crisis de precios de los productos derivada de la tendencia general de liberalización aplicada por la nueva política económica, en un contexto de reducción del gasto público y rigidez del ajuste fiscal. Ver: Costa (2003).

aplicado durante el lanzamiento del PNA, aunque no pueda hablarse de un mercado del etanol carburante completamente desregulado y liberalizado.⁸³⁷

-Periodo 2000-2013. Escenario de cooperación positiva (+) para la producción de etanol carburante: (+) Estado (+) sector agroindustrial

Luego de la crisis del sector de etanol carburante a finales de los 1990s, el nuevo repunte de los precios del petróleo y la debilidad de los precios del azúcar restituyeron las condiciones para la cooperación entre el gobierno y el sector sucro-alcoholero en favor de la aplicación de políticas para la recuperación del mercado del etanol carburante. Con la liberalización y la desregulación de fines de los 1990s se reafirmaba que la opción del gobierno frente la política energética aplicada al sector los carburantes para el transporte no incluiría una política de subsidios para la expansión del mercado del etanol hidratado, como la efectuada durante el PNA, aunque esto no significó el completo repliegue del Estado en el sector sucro-alcoholero.⁸³⁸ Asimismo, el gobierno instauró medidas para ayudar a reducir los costes de la comercialización de etanol hidratado como el financiamiento de stocks públicos y privados, al igual que mediante compras del biocarburante autorizadas por la PETROBRAS. Además, el sector continuó teniendo acceso a créditos públicos con intereses por debajo de los de mercado para las inversiones en el sector, a través del BNDES.

Con el nuevo incremento de los precios del crudo, se observa un nuevo y favorable marco institucional y regulatorio para el sector sucro-alcoholero desde los primeros años de la década del 2000, consolidando la caña de azúcar y el etanol como una de las principales fuentes de energía primaria en la matriz energética brasileña. Asimismo, durante esta fase se consolidaría la política medioambiental como uno de los principales fundamentos del gobierno en favor de la institucionalización de la industria de biocarburantes en la política energética brasileña, justificando la aplicación de subsidios y otras medidas de protección del sector, con el fin de internalizar los costes externos derivados del consumo de carburantes fósiles en el transporte rodado. La corrección de las externalidades negativas de carácter ambiental vinculada a las nuevas políticas de lucha contra el cambio climático presentaba una ventaja de oportunidad porque podría aplicarse tanto en el contexto de bajos precios del petróleo durante los 1990s como en un nuevo panorama de incremento de los precios del crudo en el mercado internacional durante los 2000.

⁸³⁷ La desregulación del sector sucro-alcoholero fue bastante parcial e incompleta, así como extremadamente errática y prolífica. Para 2002 no se podría hablar de un mercado sucro-alcoholero libre, la intervención pública se hacía presente en varios ámbitos del sector. Entre 1997 y 2002 la política sucro-alcoholera pasó a ser decidida en dos espacios institucionales, en el CIMA y en la ANP. Esta última instituida en 1997, tenía como función principal velar por el correcto funcionamiento de un nuevo régimen de libre mercado en el sector de los carburantes. Esto se evidenció en la política de liberalización de precios, en la eliminación de la intervención pública en la comercialización de etanol carburante y azúcar, en el cobro de impuestos y en la negociación del endeudamiento de las empresas sucro-alcoholeras, al final del periodo Ver: (Moraes, 2000).

⁸³⁸ Diversos esquemas fueron usados para el pago del producto entregado por las destilerías, subsidios directos, reducciones de impuestos, pagos para la ecualización de costes de la caña, así como pagos para complementar el precio y otros mecanismos fueron usados para compensar a los productores de etanol hidratado.

La competitividad del etanol carburante frente a la gasolina ganaba fuerza, y salía de la competencia administrativa de la PETROBRAS. Mientras ejercía el monopolio de refino de petróleo, PETROBRAS podía garantizar los recursos para financiar o subsidiar el etanol y otros carburantes fijando los precios de otros derivados, como la gasolina, por encima de sus costos medios, caracterizando una práctica de subsidios cruzados en favor del etanol. La liberalización del mercado de derivados del petróleo ocurrida entre 2001 y 2002 impedía que la PETROBRAS continuase su política de precios, sobre-fiscalizando algunos derivados para subsidiar el etanol hidratado, puesto que otras compañías podían producirlos o importarlos. Sin embargo, con la ley 10336/2001, que instituyó la CIDE sobre la importación y la comercialización de petróleo y sus derivados, gas natural y etanol carburante, se legalizó la diferenciación del trato fiscal y por tanto los subsidios al etanol, frente a la gasolina.⁸³⁹

Desde 2002 se instauraría además un nuevo régimen de estímulos conteniendo líneas específicas para la ampliación del parque productivo sucro-alcoholero. La recaudación de la CIDE tenía entre sus principales objetivos subsidiar los precios y el transporte del etanol. Asimismo la ley nº 13/5/2002 o Ley del etanol establecía una nueva línea de subsidios al precio y al transporte del biocarburante. Con estas medidas se garantizaba una fuente de recursos públicos para el financiamiento de la producción, almacenamiento y transporte del etanol, así como de su materia prima.

Como se ha mencionado líneas arriba, desde finales de los 1980s el bajo estímulo a los precios de producción de alcohol carburante hacía que la oferta se situara por debajo de la demanda, resultando en el desabastecimiento del carburante en los puestos de combustibles y desestimulando la adquisición de nuevos vehículos VCEE, lo que contrajo el mercado interno de etanol hidratado y finalmente la demanda de todo el etanol.⁸⁴⁰ En este sentido, si se buscaba reflotar el mercado de etanol carburante, las medidas no solamente podían estar basadas en los mandatos de mezcla con etanol anhidro, sino en el incremento del consumo de etanol hidratado. Para esto era imprescindible activar la demanda de consumo de vehículos que pudieran consumir directamente el biocarburante y no solamente mezclas con etanol anhidro. En este contexto aparece en el mercado una nueva tecnología de vehículos, que sería un factor clave para la recuperación del consumo de etanol hidratado. Mediante un compromiso entre el sector de la Industria Automotriz, representada por ANFAVEA, y el Gobierno, se lanzaron al mercado modelos utilitarios que podían consumir tanto gasolina como mezclas con etanol anhidro, así como etanol hidratado puro, conocidos como Vehículos de consumo Flexible o "*Flex-fuel*" (Puerto Rico, Mercedes, & Sauer, 2010).

La reactivación de la demanda daría el impulso final a la reactivación y a la expansión de la inversión en capacidad de producción de etanol. Por un lado, el incremento de los mandatos de mezcla elevaría el consumo de etanol anhidro⁸⁴¹, y por otro lado el nuevo compromiso entre el Estado y la

⁸³⁹ Ver: Baccharini (2005)

⁸⁴⁰ Hasta el final de la década de 1990, las montadoras nacionales de automóviles no ofertaron vehículos populares (vehículos de masas con incentivos fiscales) en la versión de alcohol. Para 1995 los vehículos populares representaban el 54 % de las ventas de automóviles nuevos, y el 70 % en 1999, pero como no había una versión a alcohol, el incremento de su cuota de mercado contribuyó a la reducción del consumo de etanol hidratado. Mientras que la flota estimada de VCEE en 1990 era casi del 50 %, en 2002, era apenas del 10 %.

⁸⁴¹ La medida más significativa fue la Ley 8723/1993 que fijaba un porcentaje de mezcla de 22 % de adición de etanol anhidro a la gasolina, en favor de la protección medioambiental. Con la ley 10203 del 22/2/2001 se dio mayor flexibilidad, permitiendo que el porcentaje de mezclas se establezca una banda de entre un 20 % y un 24 % dependiendo de la mayor o menor disponibilidad de etanol en el mercado.

industria automotriz daría lugar a la introducción en el mercado de los vehículos FLEX. Esto sumado a las políticas de fiscalidad diferenciada en favor del etanol hidratado, generaría los incentivos necesarios para incrementar el consumo interno de etanol hidratado, al reducir el riesgo de adquisición de vehículos que podía consumir el biocombustible de caña, sin estar atados tecnológicamente a una sola fuente de suministro.

Como hemos visto en el análisis de la regulación actual de los biocombustibles en Brasil, el sistema flexible brasileño permite que los productores elijan entre producir etanol y azúcar de acuerdo con sus perspectivas de los mercados energéticos y alimentarios. Los cambios en los mercados alimentarios han favorecido un incremento en el uso de la caña para la producción de azúcar. En la tabla V-7 podemos observar que la cantidad de caña destinada a la producción de etanol sigue siendo mayor que la cantidad destinada a la producción de azúcar, aunque con una tendencia al incremento del uso del ATR para esta última. Aun en el contexto anterior favorable al desarrollo del mercado del etanol, en los últimos años otros factores han afectado el crecimiento relativo de la oferta respecto de la demanda. Entre estos factores se ha observado que el incremento del parque automotriz de vehículos "flex-fuel" y la caída de la producción de caña de azúcar en 2011 han impactado la producción de etanol hidratado significativamente.

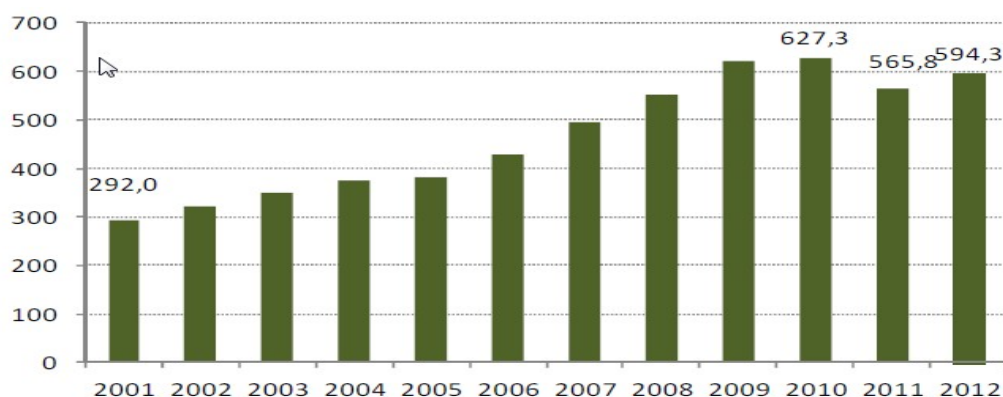
Tabla V- 7: Caña destinada a la producción de azúcar y etanol (millones de toneladas)

	% de caña de para azúcar	Caña para azúcar	Caña para etanol
2006/2007	45 %	187,35	226,11
2007/2008	44 %	192,52	242,88
2008/2009	41 %	205,84	296,32
2009/2010	43 %	231,29	311,55
2010/2011	45 %	250,94	309,76
2011/2012	50 %	283,91	287,56
2012/2013	49 %	294,38	300,75

Fuente: CONAB (2013)

De acuerdo con EPE (2011), el año 2011 ha sido un año atípico en lo que respecta a la oferta de caña de azúcar. Por una lado, la falta de inversiones en nuevas plantas y la reforma de los campos de caña, junto a los problemas edafo-climáticos, restringieron la oferta de azúcar y etanol, que cayeron de 37,7 a 36,6 millones de toneladas y de 28,0 a 23,0 billones de litros respectivamente. Por otro lado, el aumento de la flota de vehículos Flex de 12,2 a 14,9 millones de vehículos (un 22 %), expandió la demanda de etanol hidratado, que ante la coyuntura de la oferta, fue cubierta por gasolina C, incrementando el consumo de etanol anhidro. En el gráfico V-5 podemos observar que la producción de caña de azúcar se mantiene por debajo del nivel del 2010 hasta el 2012.

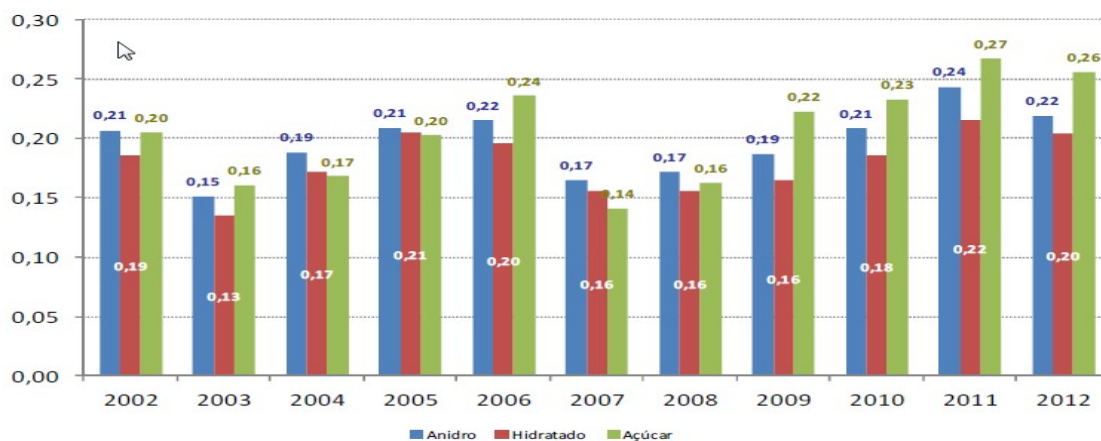
Gráfico V – 2: Producción anual de caña de azúcar (millones de toneladas)



Fuente: EPE (2012)

El fuerte crecimiento de la flota nacional de vehículos “*flex-fuel*” y el crecimiento de la demanda internacional de azúcar han intensificado la competencia por el extracto útil de la caña de azúcar (ATR), especialmente en los últimos años, donde el azúcar ha presentado una mayor rentabilidad que el etanol desde 2009. El EPE (2012) considera que las expectativas de sobreoferta en el mercado internacional desde 2012, así como el elevado stock en diversos países, han afectado a la baja la rentabilidad del uso del ATR para la producción de azúcar. Sin embargo, se observa que el uso del ATR para la producción de azúcar todavía sigue siendo ligeramente más rentable que el etanol (hidratado y anhidro) y estas diferencias inciden en las decisiones de los productores de etanol.⁸⁴²

Gráfico V – 3: Precios del ATR para el azúcar y el etanol



Fuente: EPE (2012) (ATR: unidad de medida de eficiencia de la caña para producir azúcares)

Interpretando los datos del EPE (2012) en el contexto de la política agro-energética brasileña, consideramos que tanto la baja producción de caña de azúcar como el incremento del su uso para la producción de azúcar pueden haber generado una caída en el nivel de producción de etanol en los últimos años, y que esto ha acentuado el desfase entre la producción y el consumo de etanol, afectando la competitividad del etanol hidratado frente a la gasolina, aunque este descenso en el nivel de producción no significa que hayan cambiado las relaciones subyacentes al escenario de cooperación positiva (+) entre el sector agroindustrial sucro-alcoholero y el Estado brasileño.

⁸⁴² Ver: EPE: (2012)

Consideramos que este escenario se extiende hasta la actualidad, principalmente porque las condiciones necesarias y suficientes para el crecimiento de la cuota de etanol en la matriz energética brasileña permanecen aún vigentes. Además de que los precios del petróleo se mantienen elevados y que las importaciones de gasolina se incrementaron significativamente desde 2010, el coste de oportunidad para la producción de etanol está equilibrado en relación con el coste de oportunidad vinculado a la producción de azúcar. Por un lado, la variabilidad del coste de producción se encuentra atenuada por un sistema regulatorio que estimula la producción, asegurando niveles mínimos de demanda, y por otro lado, el crecimiento de la productividad de azúcar en Brasil, así como en otros países productores, ha elevado el riesgo de sobreoferta y caída de precios, por lo que la producción de etanol para el mercado interno de carburantes sigue siendo un importante instrumento para la estabilidad no solamente de los mercados de productos energéticos, sino también del mercado del azúcar. Es interesante destacar, por último, que aunque en el actual marco regulatorio de los biocarburantes se refleja la estabilidad de las relaciones de cooperación positiva (+) entre el Estado y el sector agroindustrial, algunos opinan que un cambio en la estructura del mix energético, especialmente en los mercados de consumo de hidrocarburos podrían afectar significativamente el mercado de etanol en el largo plazo.⁸⁴³

V.2.3.2. Contrastación Empírica de la hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil

De acuerdo con el enfoque aplicado para analizar el desarrollo de la producción de etanol en el mercado brasileño de biocarburantes, consideramos que la evolución de la producción de etanol carburante se corresponde con seis periodos que vienen determinados por unos escenarios de cooperación y conflicto entre el Estado-regulador y el sector sucro-alcoholero de Brasil. Estos escenarios han dado lugar a una serie de medidas regulatorias y desregulatorias que han afectado el comportamiento de los operadores del mercado, siendo el objeto de la presente contrastación empírica verificar si estos escenarios identificados de cooperación y conflicto son adecuados para explicar la forma en que ha evolucionado la producción de etanol carburante en el mercado brasileño. El orden de los diferentes escenarios de cooperación y conflicto, pueden ser sintetizados en la tabla V-8.

⁸⁴³ No se puede descartar, por el razonamiento planteado en el marco conceptual, que a medio plazo un cambio de la política energética que favorezca un mayor uso del petróleo en la matriz de suministro energético, afecten significativamente el consumo y la producción de etanol hidratado en Brasil. Estas inquietudes sobre la definición de la política energética vinculada a los biocarburantes, ha sido materia de un debate entre el sector industrial de la caña de azúcar y el gobierno, debido fundamentalmente a las expectativas de incremento de la producción de crudo extraído de las reservas del Pre-Sal, y los cambios regulatorios establecidos para favorecer su explotación.

Tabla V– 8: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en Brasil

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica de la relación subyacente durante del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1931-1944	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
1945-1975	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1975-1985	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
1986-1996	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1997-2000	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
2000-2013	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de Brasil

Las intervenciones (funciones de transferencia) que determinarán los escenarios de cooperación y conflicto en el mercado brasileño y que deberían marcar los cambios de tendencia sobre la serie temporal de producción, han sido incluidas en el análisis de intervención siguiendo este esquema, dando lugar al planteamiento de la tabla V-9.⁸⁴⁴

Tabla V– 9: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto en la evolución de la producción de etanol carburante en Brasil

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en la producción
1975	Conflicto (-) (+) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
1986	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Contracción moderada
1997	Conflicto (-) (+) → Cooperación (-)	Contracción abrupta
2000	Cooperación (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de Brasil

Asimismo, para analizar si las políticas de promoción aplicadas en el EEUU y la UE han podido tener algún efecto significativo sobre la producción de etanol en Brasil, hemos incorporado dos choques exógenos al análisis, uno en 2003 relacionado con la política de expansión del uso de biocarburantes en la UE recogida en la Directiva 2003/30/EC y otro en 2008 relacionado con la expansión del uso de biocarburantes tras el establecimiento del RFS2 en EEUU. Para efectuar el análisis sobre la serie temporal de producción de etanol carburante en Brasil, hemos utilizado una serie temporal conformada por 82 observaciones anuales, que incluye de forma agregada tanto la producción de etanol anhidro, como la producción de etanol hidratado. Los datos de la serie han sido recogidos del instituto de Investigación Económica Aplicada de Brasil (IPEA), desde el año 1930 hasta el año 2008, y desde el año 2009 hasta a la actualidad, los datos han sido recogidos de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas natural y biocombustibles- ANP.

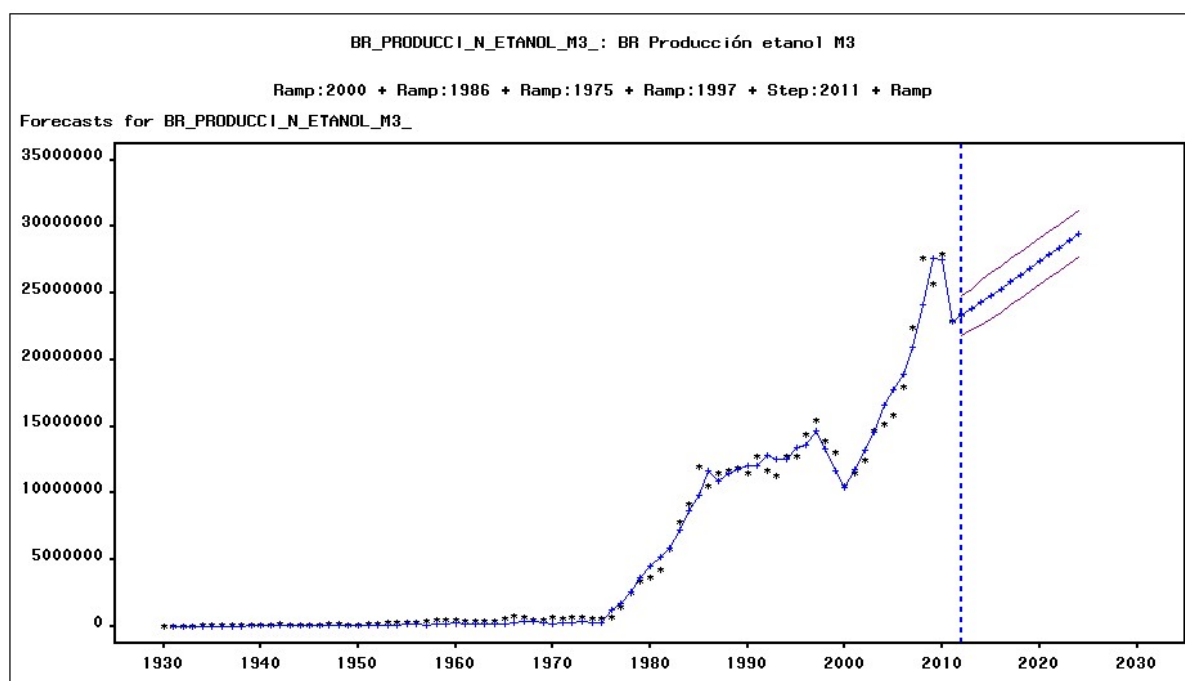
Después de ajustar los modelos candidatos mediante el software estadístico SAS/ETS, y sobre la base de los resultados obtenidos en el análisis de idoneidad y precondiciones, observamos que el ajuste es consistente utilizando un Modelo Autorregresivo de Orden (1), AR (1, 0, 0), con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo AR (1, 0, 0) para la serie temporal de producción de etanol en Brasil					
Efecto rampa o Tendencia	1975	1986	1997	2000	2011

⁸⁴⁴ No aparece el cambio esperado en 1945 porque, como se ha expuesto, el planteamiento establecido en el marco conceptual no admite establecer una hipótesis acerca del resultado esperado de un cambio entre dos escenarios de conflicto, por ambigüedad de los resultados.

La representación gráfica del modelo ajustado se presenta en el Gráfico V-4.

Gráfico V – 4: Modelización de la evolución de la producción de etanol carburante en Brasil



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Los resultados que ofrece el análisis de autocorrelaciones, así como los test de ruido blanco (*Ljung-Box chi square statistics*) y el test de raíces unitarias para evaluar la estacionaridad del Modelo (*Augmented Dick-Fuller Test*), son adecuados y compatibles con un modelo consistente. Con las condiciones de ajuste e idoneidad verificadas en el modelo, podemos pasar a analizar los resultados de las estimaciones de los parámetros del modelo la serie de producción de etanol. Como hemos mencionado líneas arriba, si las hipótesis que explican la evolución de la producción en Brasil son válidas, los resultados deberán ser congruentes con el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la serie temporal de producción de etanol en Brasil.⁸⁴⁵ Los correspondientes coeficientes estimados y sus estadísticos de error se presentan en la Tabla V-10.

⁸⁴⁵ Como es lógico, estos análisis previos de idoneidad y consistencia del modelos mediante el test de ruido blanco (*Ljung-Box chi square statistics*) y el test de raíces unitarias para evaluar la estacionaridad del Modelo (*Augmented Dick-Fuller Test*), así como el análisis de los residuos y de las autocorrelaciones, han sido efectuados para todos los ajustes de series temporales presentados en este trabajo, con resultados positivos en todos los casos. Por esta razón, consideramos redundante repetir esa información en cada una de las hipótesis contrastadas.

Tabla V– 10: Estimación de parámetros. Serie temporal de producción de etanol carburante en Brasil

Modelo AR (1, 0, 0) + Intervenciones tipo rampa en 1975, 1986, 1997, 2000 y 2011 + tipo desnivel en 2011				
Parámetro del modelos	Estimación	Error estándar	T	Prob>:T:
Autoregresivo, retraso 1	0,50794	0,1022	4,9691	<.0001
Efecto tipo rampa 1975	954820	52114	18,3111	<.0001
Efecto tipo rampa 1986	-592616	134380	-4.4100	<.0001
Efecto tipo rampa 1997	-2033718	385692	-5,2729	<.0001
Efecto tipo rampa 2000	3482780	403453	8,6324	<.0001
Efecto tipo desnivel 2011	-6652644	885260	-7,5149	<.0001
Efecto tipo rampa 2011	-1293566	890968	-1,4519	0,2899
Varianza del modelo	2,78228E11	*	*	*
Rango del ajuste 1930 a 2012				

Puede observarse en los resultados presentados que, de forma coherente con lo establecido en el desarrollo de las hipótesis sobre la producción de etanol en Brasil, el impacto de los cambios de los escenarios de cooperación y conflicto responde significativamente a choques exógenos tipo “*Rampa o tendencia*”. Así, por un lado, los escenarios iniciados en los años 1975 y 2000 presentan signos positivos, mientras que respuesta estimada del impacto para estos parámetros tipo rampa resulta claramente significativa. Estos resultados son compatibles con la hipótesis de que el cambio en los escenarios ha llevado a una considerable expansión de la producción en relación con los periodos inmediatamente anteriores.

Por otro lado, podemos observar que para los cambios en los escenarios de conflicto y cooperación negativa iniciados en los 1986, 1997, además de ser notablemente significativos presentan signos negativos. Estos resultados son coherentes con las hipótesis de que los cambios en los escenarios señalados han tenido efectos negativos en la producción de etanol durante sus respectivos periodos de duración. En el caso del cambio de tendencia desde 1986, la sub-hipótesis de que el escenario de conflicto (-) (+) entre Estado y el sector sucro-alcoholero de Brasil, condujo a un estancamiento del ritmo de producción de etanol carburante en relación con el periodo anterior y por tanto a una contracción moderada de ésta, es coherente con los resultados. Lo mismo en el caso del escenario de cooperación negativa entre el sector sucro-alcoholero y el gobierno iniciado en desde 1997, que originó una abrupta caída de la producción de biocarburante en el mercado brasileño.

Asimismo, de acuerdo con estos resultados, el declive de la producción observado desde 2011, responde a un cambio de nivel y no tanto a un cambio de tendencia. Así, mientras que el efecto rampa no resulta estadísticamente significativo, el efecto cambio de nivel si resulta significativo y su magnitud (-6652644) muestra un caída del nivel de producción que se da dentro del propio escenario del cooperación (+). Como el efecto rampa presenta una probabilidad no significativa y los resultados no revelan un cambio de pendiente o tendencia, podemos asumir que la relación subyacente continúa siendo de cooperación positiva. En este sentido, los resultados obtenidos del análisis de intervención son coherentes con la hipótesis de que se mantiene el escenario de cooperación positiva entre el sector agroindustrial y el Estado, a pesar de la caída puntual de la producción observada en los últimos años.

Finalmente, en relación con los efectos cruzados de las políticas de promoción de biocarburantes podemos decir que tras su incorporación en el proceso de modelización de la serie de producción, los resultados de análisis no han arrojado resultados consistentes con la hipótesis de que algunas políticas específicas establecidas en grandes mercados de biocarburantes, como el de EEUU o la UE, han tenido efectos significativos en el nivel de producción de etanol carburante en Brasil. Estos resultados pueden deberse a que la visibilidad de los efectos de tales políticas se puede ver absorbida por los propios escenarios internos que han influido en la expansión abrupta de la producción brasileña de etanol carburante.

V.2.3.2. Hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil

En este punto nos avocaremos al análisis de la evolución del mercado brasileño de biocarburantes desde el punto de vista del consumo de etanol carburante en el transporte rodado. El primer paso de este análisis será construir las hipótesis basadas en el planteamiento general de análisis, estudiando la relación entre los costes de oportunidad de los principales actores del consumo, el Estado regulador y los consumidores finales de carburantes.

-Periodo de 1931 a 1974. Escenario de conflicto para el consumo de etanol: (+) Estado (-) Consumidor final de carburantes.

Como hemos observado en el capítulo II, en este periodo el mercado de carburantes todavía se encontraba poco desarrollado en Brasil y el suministro en el transporte era cubierto básicamente con importaciones de derivados del petróleo. Por ejemplo, entre 1939 y 1953 la producción nacional de gasolina en Brasil fue modesta, mientras que el consumo de gasolina se incrementaba de la mano de la lenta expansión del parque automotriz. La alarma generada por el pico de precios del crudo en los años 1920s fue el antecedente de la persistente preocupación del Estado por los efectos directos de las crecientes importaciones de carburantes fósiles en la balanza de pagos. Asimismo, el Estado también estaba interesado en solucionar los problemas del sector azucarero que se encontraba afectado por la caída de los precios del azúcar derivada de la sobre producción (De Castro Santos, 1985).

Estos objetivos motivaron al gobierno a establecer una serie de políticas para incrementar la oferta y la demanda de etanol carburante, con el fin de reducir en lo posible las importaciones de derivados del petróleo. Así en 1931, se establece el primer mandato de mezcla de etanol con gasolina (importada), así como otras medidas para favorecer la producción y comercialización del biocarburante. Asimismo, desde 1938 los operadores de la industria nacional de refino de gasolina también estarían sujetos a las obligaciones de mezcla.

Durante este periodo las relaciones entre los consumidores y el gobierno fueron predominantemente de conflicto. Dado que los consumidores finales de carburantes son primero consumidores de automóviles, y que en el mercado de automóviles de entonces solo había vehículos que consumían carburantes fósiles, la demanda de carburantes estaba, desde el inicio, condicionada por los artefactos de consumo, y por la regulación de los mandatos de mezcla. Teniendo en cuenta la baja elasticidad precio de la demanda de consumo de carburantes en el transporte, la industria del

refino trasladaba los costes de las mezclas carburantes a los consumidores finales, y eran finalmente los consumidores finales quienes cargaban con el coste de las políticas de demanda de gasohol, que solo adquiriría sentido durante las puntuales coyunturas de escasez de derivados del petróleo, dado que incrementaba el coste final de los carburantes cuando el mercado era más estable.

Terminada la segunda guerra mundial los flujos del comercio energético-petrolero en los mercados internacionales adquirieron progresivamente una nueva fluidez, que dio lugar posteriormente a los años dorados del petróleo. La estabilidad de suministro de crudo y los bajos precios en el mercado internacional generaron un efecto negativo en las políticas de demanda de etanol carburante en Brasil. El Estado debía asentar sus políticas de desarrollo económico en el abundante suministro de crudo y no en un carburante que incrementara los costes para la economía en su conjunto. Esto llevó a establecer nuevas directrices políticas para un giro de la política energética que tendría como objetivo reducir los costes energéticos. Sin embargo, la política agrícola vinculada al sector sucro-alcoholero mantenía todavía un peso importante en la agenda política del gobierno. Aunque para el gobierno federal los estables y bajos precios del petróleo señalaban la senda de la política energética para el mercado de carburantes en el transporte, la importancia del sector azucarero dentro de la política agrícola brasileña impidió que se diera marcha atrás con una serie de medidas regulatorias de considerable impacto para la demanda interna del biocarburante, en especial los mandatos de mezcla. Estabilizar el sector del azúcar, especialmente ante las crisis de sobre-producción, mediante el uso de una proporción de la materia prima para la obtención de etanol, fue un objetivo de política agrícola que impidió la desregulación completa del sector del azúcar y de los hidrocarburos (Numberg, 1978).

Las importaciones económicas de crudo y el desarrollo de la producción propia, así como la expansión de la capacidad de refino del país, sería la piedra angular de la nueva política energética brasileña hasta la llegada de la crisis del petróleo. Pero esto no significó la eliminación de todas las medidas de apoyo al sector sucro-alcoholero. En este contexto el efecto de la regulación de las mezclas fue minimizado por el gobierno, reduciendo el porcentaje de mezclas al mínimo legal establecido. Dado que el gobierno no derogó las regulaciones referidas a los mandatos de mezcla (para no desproteger por completo al sector sucro-alcoholero), sino que las mantuvo al mínimo legal, el incremento de la demanda de gasolina favoreció que el etanol haya sobrevivido durante este periodo a base de mezclas al 5 % de etanol con gasolina, en unas condiciones del mercado y de la política energética que eran más desfavorables para las alternativas a los carburantes fósiles que en los periodos anteriores. Asimismo, el desarrollo de la industria automovilística imponía la necesidad de un suministro estable y económico de petróleo para poder expandirse en el mercado nacional. El crecimiento de la producción de vehículos ligeros favoreció el incremento de la demanda de gasolina, que pasó de 587.883 metros cúbicos en 1945 a 13.758.000 en 1973, incrementando indirectamente el consumo de etanol (De Castro Santos , 1979).

Con pocas alternativas en el mercado de vehículos de automoción y con un suministro estable y relativamente económico de los precios de los carburantes fósiles, los consumidores finales serían reticentes a un incremento de los precios de los carburantes con el fin de rescatar al sector sucro-alcoholero de sus recurrentes crisis de producción y precios del azúcar. En este periodo las políticas de rescate del sector azucarero por parte del gobierno y la oposición al incremento de los precios de los carburantes debido a las políticas de mezclas con etanol darían lugar una relación de conflicto entre el Estado regulador y los consumidores finales.

-Periodo de 1974 a 1988. Escenario de cooperación positiva (+) para maximizar el consumo de etanol: (+) Estado (+) consumidores de carburantes.

Los impactos en la economía Brasileña del embargo petrolero de 1973 y la revolución Iraní de 1979 años después cambiaron drásticamente las condiciones en las que se asentaba la anterior política energética brasileña, basada en las importaciones económicas de crudo en el mercado internacional. La alta dependencia del petróleo de Brasil agravó los efectos de la subida abrupta de los precios del crudo y las políticas en el sector de la energía viraron hacia un plan general de desarrollo de energía producida a nivel nacional. La sustitución de gasolina por alcohol y la expansión de la producción doméstica de crudo y otras fuentes de energía autóctonas se convirtieron en los objetivos de la nueva política energética.

Dos años después del lanzamiento del Plan Nacional del Alcohol (PNA) en 1975, se lanza en 1977 el primer objetivo de sustitución de 20 % de la gasolina consumida en el mercado del transporte para 1980 (un equivalente a 3 millones de litros). En 1976 se estableció el programa de racionalización del uso de carburantes, que estaba constituido por una serie de medidas para reducir el consumo de derivados del petróleo, como el diferencial fiscal del 50 % sobre el precio final de la gasolina o el diésel consumido en automóviles. Además de las políticas de demanda basadas en el incremento de la presencia de etanol en las mezclas con gasolina, el gobierno, con el fin de elevar los niveles de consumo, estableció los incentivos necesarios para que la industria automotriz brasileña introdujera progresivamente vehículos de consumo exclusivo de etanol (VCEE) en el mercado de vehículos, con el fin de hacer más elástica la demanda ante las variaciones del precio del petróleo (Baccarin, 2005).

Estos vehículos funcionaban con etanol hidratado, y su adquisición era subvencionada mediante incentivos fiscales en relación con los precios de adquisición de los vehículos a gasolina (reducción del IPI, ICM y otros). Complementariamente, se establecieron incentivos fiscales al consumo minorista de etanol hidratado en relación con la gasolina, estableciéndose un precio de paridad equivalente primero al 65 % y luego al 59 % del precio de la gasolina en bomba. Esto hacía muy atractivo comprar vehículos VCEE, ya que el mecanismo fiscal de precios del etanol los hacía bastante competitivo frente a la gasolina. La aparición de vehículos que funcionaban con etanol, ampliaría las posibilidades de elección del consumidor incrementando progresivamente la elasticidad precio de la demanda de carburantes fósiles a lo largo de este periodo. Así, con los altos precios de los carburantes fósiles, las políticas de reducción del consumo de carburantes fósiles y los incentivos al consumo de etanol hidratado, resultaron en un elevado coste de oportunidad para la adquisición de vehículos a gasolina, situación que favoreció un progresivo incremento de las ventas de vehículos propulsados con etanol hidratado y una reducción de las ventas de los vehículos a gasolina (ANFAVEA, 2013).

Los consumidores finales, ante la abrupta subida de precios de los carburantes fósiles, apoyaron las políticas de sustitución impulsadas por el gobierno durante las primeras fases del PNA. Durante este periodo la convergencia de intereses y el bajo coste de oportunidad determinaron una relación predominantemente de cooperación entre el Estado regulador y los consumidores finales de carburantes, que conllevaría a un incremento considerable del consumo de etanol carburante en Brasil.

-Periodo de 1989 a 1995. Escenario de conflicto para el consumo de etanol: (-) Estado (+) consumidores de carburantes

Durante este periodo los bajos precios del petróleo y la crisis económica derivada de la acumulación de la deuda y los altos niveles de inflación afectaron muchas de las políticas de promoción del etanol carburante. Con un entorno político más liberal, el Gobierno redujo el gasto público en muchos sectores económicos importantes como la industria del acero, la minería, y especialmente en el sector de la energía, en los cuales se promovió la privatización. El objetivo de control de la inflación fue una prioridad y muchas políticas, incluida la política energética se subordinaron a este objetivo (Lehtonen, 2007).

Asimismo, la reducción del gasto burocrático y la minimización del intervencionismo en el sector de la energía, y especialmente en el de hidrocarburos, afectaron muchos mecanismos creados exprofeso para la política de sustitución de las importaciones de petróleo mediante el uso de etanol carburante. Los subsidios con el que se sostenía el PNA eran vistos como una innecesaria y pesada carga para el deficitario presupuesto público, por lo que fueron drásticamente recortados. Con la caída de los precios, el gobierno durante este periodo estuvo opuesto a continuar promocionando el etanol carburante como sustituto de la gasolina. El corte de los subsidios, la caída de los precios internacionales del petróleo (principalmente por la regulación que establecía una paridad de precios entre la gasolina y el etanol hidratado) y el incremento de las exportaciones de azúcar como respuesta al repunte en los precios internacionales; afectaron seriamente la producción y el suministro de etanol hidratado, en el mercado de carburantes, situación que terminó afectando la demanda. La crisis de abastecimiento de etanol hidratado dejó sin carburantes en el mercado a los vehículos de consumo exclusivo de etanol, recurriéndose inclusive a las importaciones de etanol para reducir el déficit entre la demanda y la oferta del biocarburante (Da Costa, 2003).

Los propietarios de vehículos de consumo exclusivo de etanol se vieron seriamente afectados por la crisis de suministro de etanol hidratado, y reclamaban al gobierno más estímulos para incrementar la producción de etanol mientras que el Estado desregulaba el sector y retiraba los subsidios a la cadena de producción del biocarburante, a la vez que liberalizaba gradualmente el sector de los hidrocarburos. Como consecuencia de los problemas de suministro de etanol y los bajos precios de los derivados del petróleo, los nuevos consumidores de automóviles optaron por los vehículos a gasolina y las ventas de vehículos de consumo de etanol hidratado cayeron progresivamente en los años siguientes, mientras que las ventas de vehículos a gasolina se recuperaron durante este periodo, recuperando a la vez la demanda del carburante fósil (ANFAVEA, 2013).

El conflicto entre los propietarios de vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado y el gobierno para un mayor abastecimiento del biocarburante en el mercado fue el rasgo predominante durante este periodo. La pérdida de confianza de los propietarios de los vehículos de consumo exclusivo de etanol hidratado, a causa del desabastecimiento del mercado y el cambio en las preferencias de los nuevos adquirentes de vehículos de automoción, produjeron un estancamiento del consumo de etanol hidratado durante este periodo, que sería la antesala de la drástica caída del consumo en el periodo siguiente.

-Periodo de 1996 a 2002. Escenario de cooperación negativa (-) para minimizar el uso de etanol carburante: (-) Estado (-) Consumidores de carburantes

El proceso de liberalización y privatización de la economía se reafirmó durante este periodo. Una política económica marcada por la austeridad, el control de la inflación, así como los cambios institucionales hacia el libre funcionamiento del mercado y la libre competencia, habían conducido progresivamente a la desregulación de los precios en los mercados energéticos y agrícolas vinculados a la producción y el consumo de carburantes y biocarburantes. Este escenario representaba el desencadenamiento del colapso del consumo de etanol hidratado en el mercado de carburantes hasta la aparición de los vehículos flexibles en el mercado de automóviles brasileño. Tras la crisis de suministro del periodo anterior, la confianza en el suministro estable de etanol hidratado de los consumidores de vehículos de consumo exclusivo de etanol se desvaneció, y muchos optaron por adquirir vehículos a gasolina, en consecuencia las ventas de los vehículos VCEE se hundieron y con ellos el consumo (Morales, 2000).

Además, la liberalización y privatización produjo una reorganización de mercado interno que favoreció la bajada de los precios del etanol. Esto, sumado al corte de los subsidios al sector y los precios internacionales del azúcar, redujo los incentivos de los agroindustriales para elevar la producción de etanol hidratado para el mercado interno de carburantes. El Plan Nacional del Alcohol tal y como había sido diseñado en sus fases iniciales no tenía cabida en un contexto político liberal y con unos bajos precios del petróleo que hacían del etanol hidratado un producto poco competitivo, por lo que el PNA perdió toda relevancia en la política energética de este periodo (Baccarin, 2005).

Para que el alcohol hidratado fuera competitivo durante este periodo, o bien era necesaria una subida de los precios del petróleo, o bien los agroindustriales tenían que recudir significativamente sus costes de producción. Como ninguna de estas condiciones se dio durante este periodo, el gobierno optó por quitar los incentivos regulatorios sobre la demanda de etanol hidratado, con el fin de equilibrar la oferta y la demanda. Así, el gobierno derogó los estímulos fiscales para la demanda de vehículos VCEE, lo que ahondó aún más la caída de las ventas y también retiró el diferencial establecido en la paridad de precios en bomba favorable al consumo de etanol hidratado en relación con el gasohol (Da Costa, 2003).

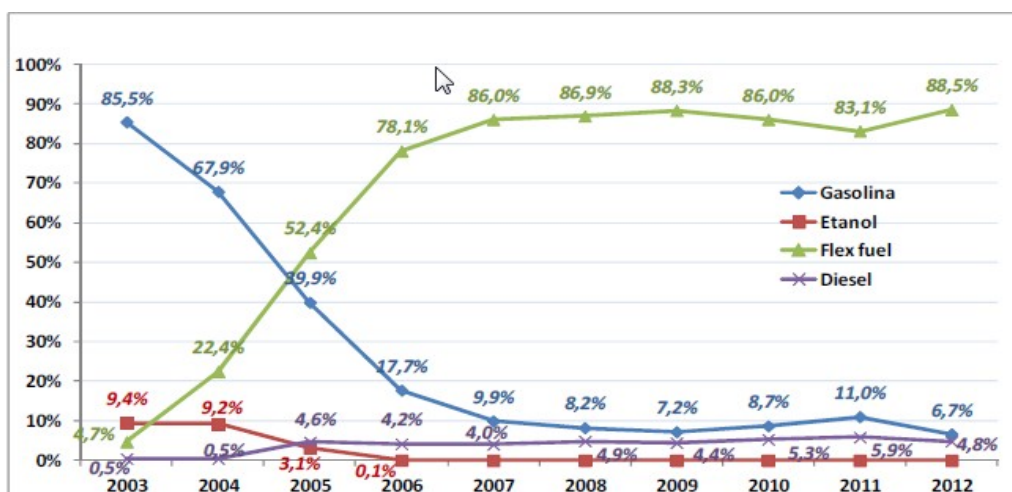
Las políticas de demanda durante este periodo se reducen básicamente a los mandatos de mezcla obligatorios de gasolina con etano anhidro y fueron justificadas en razón de los costes ambientales externos, asociados al consumo de carburantes fósiles en el transporte rodado, aunque también se trataba de mantener ciertos niveles de demanda para apoyar al sector sucro-alcoholero. El gobierno, aprovechando que el consumo de gasolina seguía una marcada tendencia incremental en el mercado, ampliaba los porcentajes de mezcla obligatorios con etanol anhidro, lo que en esas circunstancias tan negativas para el etanol carburante, derivadas del colapso del consumo de etanol hidratado, permitió mantener a flote el mercado del etanol hasta el siguiente repunte de precios del petróleo.

-Periodo de 2003 a 2009. Escenario de cooperación positiva (+) para la maximización del consumo de etanol carburante: (+) Estado (+) consumidores de carburantes.

Durante este periodo la confluencia de los factores de consolidación, como el marcado repunte de los precios del petróleo, así como la caída de los precios del azúcar en el mercado internacional, favoreció no solamente la adopción sino la institucionalización del uso del etanol carburante como sustituto de la gasolina en el mercado del transporte. El nuevo impulso de los biocarburantes y otras energías renovables adquiere todo el respaldo político del gobierno con el fin de alcanzar una serie de objetivos energéticos, económicos y ambientales. Para ello, se renueva el marco institucional de apoyo al sector, con el fin de garantizar el suministro de biocarburantes, la competitividad del sector y la inversión necesaria para expandir el mercado, y se integran los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes en el sector de la energía y el transporte, como una nueva dimensión de la política energética (Goldemberg, Teixeira, & Lucon, 2004).

El incremento de los precios de la gasolina fue uno de los principales incentivos para el cambio en los patrones de consumo de los consumidores finales. Sin embargo, con la aciaga experiencia de los cortes de suministro de etanol hidratado para los propietarios de vehículos VCEE y la posterior eliminación de los precios de paridad favorables al etanol hidratado, los altos precios del petróleo no eran un incentivo suficiente para elevar el consumo de etanol, por las pocas alternativas de sustitución (reducidas a las mezclas con etanol anhidro), así como por la baja elasticidad precio de la demanda de gasolina.

Gráfico V – 5: Concesión de licencias de vehículos ligeros por combustible



Fuente: ANFAVEA (2013). No incluye vehículos ligeros leves a GNV

Para el gobierno brasileño una política de sustitución a gran escala de la gasolina en el transporte solamente podía desarrollarse mediante un vehículo que pueda consumir etanol hidratado como carburante principal y no solamente con las mezclas de gasolina y etanol. Pero dada la mala experiencia con el VCEE, tendría que ser un tipo de vehículo que redujera significativamente el riesgo de adquisición del consumidor final ante otra disrupción en el suministro de etanol hidratado, como había ocurrido en periodos anteriores. Mediante incentivos fiscales a la producción industrial y asegurando un paquete de medidas para consolidar el mercado interno de etanol como bastión de la política energética nacional brasileña, el gobierno estableció los incentivos económicos necesarios

para que la industria automotriz desarrollara un nuevo vehículo capaz de consumir gasolina, gasohol y etanol hidratado, conocido como vehículo de consumo Flexible o simplemente “*Flex Fuel*”. En el gráfico V-2 podemos observar la evolución de las cuotas de vehículos “*Flex*” en el mercado de vehículos ligeros (Puerto Rico , Mercedes , & Sauer, 2010).

La tecnología de estos vehículos permitía a los adquirientes reducir el riesgo de precios, pero principalmente el temido riesgo de suministro, dado que el consumidor final podría elegir en la estación de servicio qué carburante le convenía más elegir. Además de esto, el gobierno volvía a establecer incentivos fiscales para la adquisición de estos vehículos y un sistema nuevo de fiscalización diferenciada en favor del etanol hidratado. Estas medidas redujeron significativamente el coste de oportunidad de adquirir estos vehículos en relación con los vehículos a gasolina, y en consecuencia el coste de oportunidad de expandir la demanda de etanol carburante en el mercado.

En el marco de esta nueva política energética, mucho más vinculada a las políticas medioambientales y a la seguridad energética, el Estado reimpulsó la demanda de etanol hidratado, en un contexto de declive de los precios del azúcar que favoreció el suministro necesario del biocarburante para el mercado nacional. Las ventas de Vehículos Flex se dispararon desde menos de un 5 % en 2003 a más del 85 % en 2009 (ANFAVEA, 2013). En definitiva, la convergencia de intereses entre los consumidores finales de carburantes para el transporte y los intereses del gobierno en reducir las importaciones debido a los altos precios del crudo generó un escenario de cooperación que favoreció el exponencial incremento del consumo.

-Periodo 2009–2013: Escenario de conflicto para el consumo de etanol hidratado: (+) Estado (-) Consumidores de carburantes.

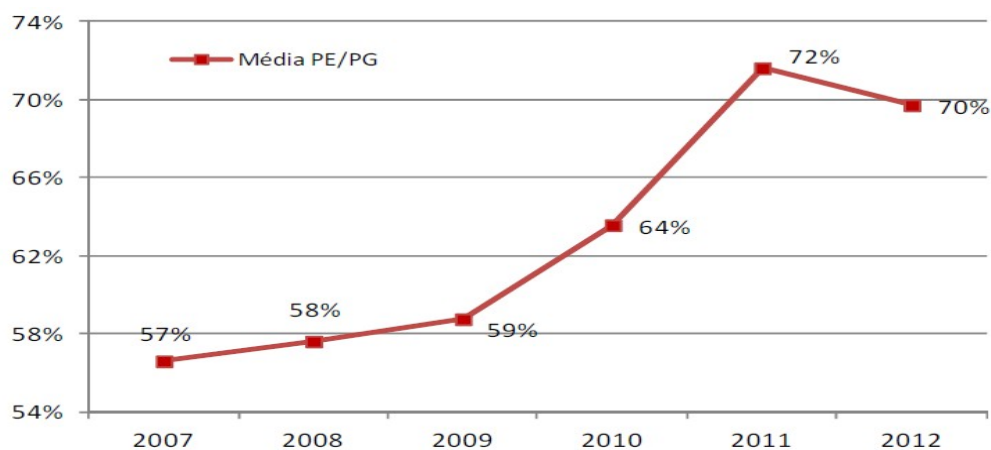
En este último periodo observamos que la demanda ha crecido por encima de la oferta de etanol y esto ha tenido efectos en el incremento de los precios finales y en consecuencia en las preferencias de los consumidores de carburantes, que han incrementado el consumo de gasohol por encima del consumo del etanol hidratado.

De acuerdo con el BNDEZ (2012), desde el 2008 el mercado brasileño de etanol ha venido presentando un crecimiento descompensado entre la oferta efectiva y la demanda potencial de etanol. Por el lado de la demanda, las ventas de automóviles Flex aumentaron cerca de 11 % al año entre 2008 y 2010. Tales ventas registraron una marca histórica de aproximadamente 2,9 millones de unidades en 2010. Como resultado, la flota de vehículos Flex tuvo una participación del 43 % de la flota nacional total de vehículos ligeros. Por el lado de la oferta, durante este mismo periodo ésta quedó estancada en un crecimiento de apenas el 1,5 % anual, que contrasta con el crecimiento entre 2003 y 2008 de un 13 % anual (EPE, 2013).

La caída de las inversiones en las plantas de producción industrial de etanol, y la recuperación de los precios relativos del azúcar debido a la caída de la oferta contribuyeron al crecimiento del 15 % de las exportaciones de azúcar. Con la reducción de la producción de etanol en el mercado de

carburantes, que cayó un 3,8 % en relación con 2008, la escasez elevó los precios del etanol, y los propietarios de vehículos Flex Fuel, optaron por consumir más gasohol que etanol hidratado.⁸⁴⁶

Gráfico V – 6: Precios del etanol relativos a la gasolina (precios medios)



Fuente: EPE (2012)

La consecuencia más importante de esta descompensación entre la oferta y la demanda se da sobre los precios del etanol, que pudieron haber aumentado hasta un 27 % de sus precios medios entre las cosechas 2008-2009 y 2010-2011. Esto incrementaría finalmente el coste de oportunidad de los consumidores finales de carburantes en relación con el etanol hidratado.

Además, de estos factores, las estrategias comerciales de los grandes productores y las medidas para garantizar el suministro de etanol en periodos comprendidos entre las cosechas pudieron afectar la presencia de etanol en el mercado. Esta situación ocurrió en 2010, cuando 7,3 billones de litros de etanol (anhidro e hidratado) fueron almacenados para compensar la caída de la producción de los últimos meses del año, afectando la oferta y los precios en el mercado interno. Posteriormente, a pesar del crecimiento de las ventas de vehículos Flex y las restricciones del suministro, no se produjo un incremento de los precios del etanol, pero tampoco de la demanda de etanol hidratado; por el contrario, los precios cayeron de R\$ 2,00 a R\$ 1,92 por litro entre enero y diciembre de 2012. En el gráfico V-3 podemos observar la relación de precios entre el etanol anhidro y la gasolina. El incremento de los porcentajes marca una pérdida de competitividad del etanol hidratado en el mercado que parece recuperarse en el año 2012.

A pesar de la recuperación de la competitividad relativa de los precios del etanol hidratado durante 2012, alcanzando el punto teórico de indiferencia estimado en un 70 % del precio de la gasolina, la inercia del consumo de gasolina ha hecho que los patrones de consumo de etanol no cambien. Esto debido a la mayor competitividad de la gasolina en años anteriores, y también por la baja competitividad relativa del etanol hidratado que todavía presenta en la actualidad. Es probable que éstas sean las razones que mejor expliquen el comportamiento de los propietarios de vehículos Flex respecto a la demanda de etanol hidratado desde entonces.

⁸⁴⁶ Ver: EPE (2012)

V.2.3.3. Contrastación empírica de la hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil.

Como hemos detallado en el análisis efectuado sobre la evolución de las políticas y la regulación económica aplicada al mercado de biocarburantes en Brasil, consideramos que la evolución del consumo de etanol carburante desde el periodo de análisis hasta la actualidad está determinada por 6 periodos determinados por sucesivos escenarios de cooperación y conflicto entre el Estado-regulador y los consumidores finales de carburantes para el transporte. La distribución de los periodos de cooperación y conflicto pueden ser sintetizados en la tabla V-11.

Tabla V– 11: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en Brasil

Periodo	Estado-Regulador	Consumidor Final de carburantes	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1931-1974	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
1975-1988	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
1989-1996	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1997-2002	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
2003-2009	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2009-2013	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de Brasil

Para efectuar la contrastación empírica analizaremos el impacto de los escenarios en la serie temporal de consumo de etanol, estableciendo como fecha de inicio de la intervención el año en que la naturaleza del escenario cambia. Como hemos mencionado líneas arriba, la consecuencia de un cambio en la relación estructural subyacente debe ser recogida en la información de la serie temporal como un cambio en la tendencia de un periodo en relación con el anterior. Reordenando la información anterior, las hipótesis relativas a los efectos impuestos por los cambios de escenarios de cooperación y conflicto sobre el consumo de etanol carburante quedaría determinada de la forma que se señala en la tabla V-12.

Tabla V– 12: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto en la evolución del consumo de etanol carburante en Brasil

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos esperados en el consumo
1975	Cooperación (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
1989	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Contracción moderada
1996	Conflicto (-) (+) → Cooperación (-)	Contracción abrupta
2003	Cooperación (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2009	Cooperación (+) → Conflicto (+) (-)	Contracción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de Brasil

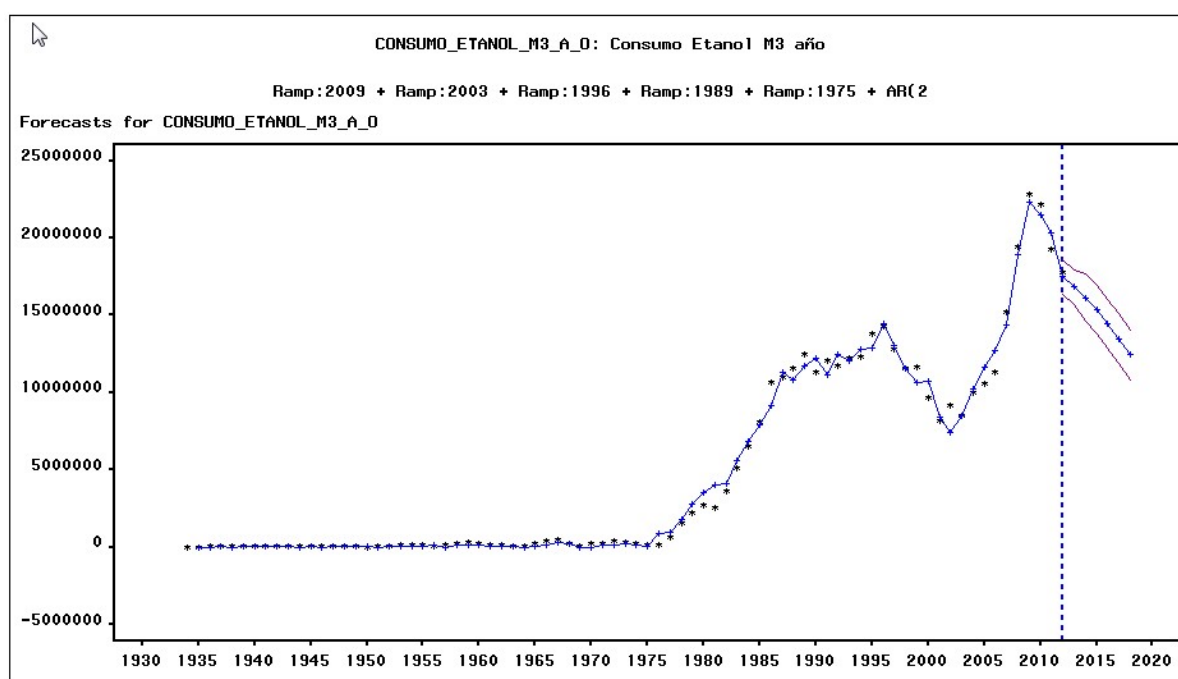
Para efectuar el análisis de la intervención sobre la serie temporal de consumo de etanol carburante en Brasil hemos utilizado una serie temporal conformada por 79 observaciones anuales, que incluye tanto el consumo de etanol anhidro, como el consumo de etanol hidratado. Los datos de la serie han sido recogidos del instituto de Investigación Económica Aplicada de Brasil (IPEA) desde el año 1934 hasta el año 2008; desde el año 2009 hasta la actualidad los datos de la serie son proporcionados por la Agencia Nacional del Petróleo, Gas natural y biocombustibles- ANP.

Al analizar la idoneidad y ajuste del modelo, observamos que la serie temporal de consumo de etanol carburante en Brasil se puede explicar adecuadamente con un Modelo Autorregresivo de Orden (2), AR (2, 0, 0), acompañado de las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo AR (2, 0, 0) para la serie temporal de consumo de etanol en Brasil					
Efecto rampa o Tendencia	1975	1989	1996	2003	2009

Los resultados que ofrece el análisis de autocorrelaciones, así como los test de ruido blanco (*Ljung-Box chi square statistics*) y el test de raíces unitarias para evaluar la estacionaridad del Modelo (*Augmented Dick-Fuller Test*), son adecuados y compatibles con un modelo consistente, cuya representación se presenta en el Gráfico V-7.

Gráfico V – 7: Modelización de la Evolución del consumo de etanol carburante en Brasil



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Constatado el cumplimiento de estas condiciones mínimas de consistencia y adecuación no se descarta, por tanto, la hipótesis de que el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) + intervenciones tipo tendencia en 1975, 1989, 1996, 2003 y 2009 presente un ajuste adecuado para realizar el análisis de intervención sobre la serie de consumo de etanol carburante en Brasil. La estimación de los parámetros de intervención para la serie temporal de consumo de etanol carburante en Brasil arroja los resultados reflejados en la Tabla V-13.

Tabla V– 13: Estimación de Parámetros. Serie temporal de Consumo total de etanol en Brasil

AR (2,0,0) Rampa:1975 + Rampa:1989 + Rampa:1996 + Rampa:2003 + Rampa:2009				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Probabilidad > :T:
Autoregresivo, Retardo 1	0,92652	0,1053	8,7986	<.0001

Autoregresivo, Retardo 2	-0,43877	0,1141	-3,8470	0,0003
Rampa:1975	800245	31234	25,6207	<.0001
Rampa:1989	-438339	137165	-3.1957	<.0021
Rampa:1996	-1319019	226277	-5.8292	<.0001
Rampa:2003	3331827	288946	11,5310	<.0001
Rampa:2009	-3362611	557423	-6,0324	<.0001
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	3,24915E11	*	*	*
Rango del ajuste: 1934 a 2012				

Los resultados muestran que para los parámetros de intervención, la significatividad de la estimación en todos los casos es alta en un intervalo de confianza del 0,05. Asimismo, podemos observar que los coeficientes estimados muestran signos negativos en los escenarios correspondientes a 1989, 1996 y 2009. Estos resultados son coherentes con las hipótesis de contracción abrupta y moderada que se han identificado durante estos periodos en relación al consumo de etanol carburante en Brasil. Puede considerarse que las hipótesis de que los escenarios de conflicto (-) (+) entre el Estado y los consumidores finales iniciado desde 1989 y de conflicto (+) (-) iniciado desde 2009 dieron lugar a una contracción del consumo de etanol carburante durante estos periodos no son negadas por los resultados del análisis de intervención. Estos resultados muestran una magnitud significativa para cada cambio de escenario respectivamente. La hipótesis de que un escenario de cooperación negativa entre el Estado y los consumidores finales favoreció la contracción abrupta del consumo de etanol carburante en Brasil es también coherente con los resultados del análisis, donde el cambio de tendencia desde 1996 presenta una considerable caída del consumo de etanol.

Asimismo, podemos observar que los escenarios que se inician en 1975 y 2003 muestran signos positivos y un alto nivel de significatividad, siendo ambos los años donde se inicia un contexto de cooperación positiva (+) entre el Estado y los consumidores finales en favor del uso del etanol carburante como sustituto de la gasolina. En este caso, como en el anterior, la hipótesis de que un escenario de cooperación positiva entre el Estado y los consumidores finales de carburantes ha favorecido el desarrollo de las condiciones de mercado, institucionales y regulatorias óptimas para expandir considerablemente el consumo de etanol, es coherente con los resultados del análisis. La estimación correspondiente al escenario de cooperación positiva en 1975 y 2003 es compatible con una expansión bastante significativa del consumo de etanol para cada periodo. Los resultados obtenidos en la estimación de los parámetros son coherentes con las hipótesis planteadas, por lo que no se puede descartar que tras los cambios en las tendencias de consumo de etanol carburante en Brasil, se encuentren los cambios entre las relaciones subyacentes que determinan los escenarios de cooperación y conflicto planteados en la hipótesis.

V.2.4. Análisis empírico de la regulación del mercado de biocarburantes en EEUU

Siguiendo las mismas pautas metodológicas aplicadas en el caso del análisis del mercado de biocarburantes brasileño, en este punto plantearemos y contrastaremos empíricamente las hipótesis sobre el desarrollo del mercado de biocarburantes en los Estados Unidos. Utilizando el análisis de intervención de las series temporales de producción y consumo de etanol carburante, comprobaremos si las hipótesis desarrolladas para explicar la evolución de la producción y del consumo de biocarburantes planteadas en términos de escenarios de cooperación y conflicto entre el Estado federal, el sector agroindustrial del maíz y los consumidores de biocarburantes, son consistentes con los datos del mercado. Nuevamente, en el caso de EEUU el número de observaciones solamente permite hacer este análisis para el mercado del etanol carburante.

V.2.4.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU

En este punto desarrollaremos las hipótesis basadas en el planteamiento de las relaciones subyacentes de cooperación y conflicto entre el gobierno federal (Estado regulador) y el sector agroindustrial del maíz, de acuerdo con la evolución de la interacción entre los costes de oportunidad a lo largo del periodo analizado. Finalizado este análisis y síntesis, proseguiremos a analizar su relación con el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU.

-Periodo desde inicio del siglo XX hasta el fin de la segunda guerra mundial. Escenario de conflicto para la producción de etanol carburante: (-) Estado (+) Sector agroindustrial.

Como hemos mencionado en el capítulo III, aunque durante la Primera Guerra Mundial el sector agrícola continuaba su expansión como resultado de un mayor cultivo de la tierra y las mejoras tecnológicas, con el fin de la guerra sobrevino el declive de la demanda europea de productos agrícolas, lo que impactó en los productores estadounidenses. El fin de la guerra y la caída de la demanda iniciaron el colapso de los precios en la década de los años 1920s, llevando a una gran crisis económica en el sector agrícola. Esta situación fue seguida de la gran depresión de los años 1930s, la que llevó a un recrudecimiento de la crisis del sector. El gobierno Federal intervino mediante programas de emergencia para los sectores industriales y agrícolas, en el marco de la intervención económica conocida como el “*New Deal*” (USDA-ERS, 1985).

Sin embargo, los programas del “*New Deal*” no resolvieron el problema de los bajos precios de los productos agrícolas, que eran consecuencia de las condiciones de la oferta y la demanda desencadenadas tras la depresión económica global. Para Bowers y otros (1984) las medidas del “*New Deal*” fueron inclusive contraproducentes, ya que las ayudas para el incremento de los precios llevaron al aumento de la producción pero también a una reducción de la cantidad demandada. Aun cuando los agricultores tenían un alivio en el corto plazo, esas medidas exacerbaban las condiciones que perpetuaban el problema de sobreproducción de los cultivos de granos como el maíz y demás productos agrícolas en el mediano y largo plazo. En este contexto, las materias primas para la producción de biocarburantes sufrían un problema de sobreproducción que afectaba finalmente los

precios de los productos agrícolas y finalmente la renta de los agricultores (Bowers, Rasmussen, & Baker, 1984).

El incipiente mercado estadounidense de carburantes y la posterior inestabilidad del mercado internacional de crudo debido principalmente a las conflagraciones mundiales en Europa, permitió que el etanol carburante obtenido de maíz en EEUU fuera utilizado en mezclas carburantes, y en algunos Estados fue una alternativa al uso de derivados del petróleo en el mercado de carburantes para el transporte durante estos años. La derogación en 1906 del impuesto al etanol permitió al biocarburante ser más competitivo en un mercado de carburantes fósiles, que progresivamente iba dominando el consumo interno mediante el incremento de la producción nacional de crudo y expansión de la oferta en el mercado internacional (US DOE, 2013b).

La caída de la demanda alimentaria tras la primera guerra mundial marcó la crisis del sector agroindustrial de los años 1920s. El inicio del uso del etanol para aumentar el octanaje de la gasolina y, posteriormente, la gran depresión económica durante los años 1930s, fueron factores importantes para entender el incremento de la producción de etanol carburante. La demanda de etanol, como en otros casos de crisis, representaba una salida a la producción y un amortiguador del bajo nivel de precios de los productos agroalimentarios. Hacia 1930, alrededor de 2000 estaciones de servicio del Medio-Oeste vendían gasohol en mezclas que contenían entre 6 % y 12 % de etanol. Así, el incremento de la demanda de carburantes hasta fines de la segunda guerra mundial propició el incremento del uso del etanol como aditivo de la gasolina.⁸⁴⁷

Sin embargo, la política energética de aquella época, estaba más enfocada en el desarrollo de la producción nacional de crudo y sus derivados, así como de gas natural, como las principales fuentes de energía primaria en que se iría asentando la nueva matriz energética estadounidense. Para ello se establecieron una serie de instrumentos de carácter económico que tenían por objeto reducir los costes de exploración, extracción y producción de los carburantes fósiles para las compañías que operaban en EEUU. Asimismo, la diversificación y el incremento del suministro energético, a causa de la expansión de la producción de las IOCS estadounidenses y europeas, incrementó la competencia en un mercado de derivados del petróleo, donde la producción nacional estaba subsidiada por el gobierno. Este escenario reducía en gran medida la competitividad y la posibilidad de que el etanol carburante se expanda en el mercado. Aunque su presencia era importante en los Estados pertenecientes al *"Corn belt"* del Medio-Oeste (grandes productores de Maíz), era menor en los Estados predominantemente consumidores de productos energéticos, mientras que casi desaparecía por completo en los Estados productores de petróleo y derivados (Hudson, 1994).

El apoyo gubernamental al sector mediante la primera *"Farm Bill"* de 1933 fue un alivio para el sector agroindustrial, y determinó en gran medida la prevalencia del uso alimentario del maíz sobre su uso energético para la obtención de etanol, aunque el factor más importante del contexto fuera el bajo y posteriormente estable precio del petróleo. Para el gobierno, la solución de la crisis del sector agroindustrial no incluiría la alternativa del etanol para el transporte rodado, dado que la política energética estaba centrada en el desarrollo de la producción y el consumo de petróleo. Era más importante asegurar el suministro estable de alimentos, en un nuevo marco menos liberalizado

⁸⁴⁷ La producción en serie del modelo T sería un factor importante en el uso del etanol durante este periodo, porque este modelo era capaz de consumir tanto gasolina como etanol como mezclas (gasohol). Ver: DOE (2013b)

de la política agraria y con una mayor protección para el sector. Estos factores afectaron las condiciones necesarias para que el sector agroindustrial decidiera incrementar la producción de etanol carburante. Una vez iniciada la denominada “época dorada del petróleo”, sobrevinida tras el fin de la Segunda Guerra Mundial, los bajos precios del crudo condujeron a la pérdida total de la competitividad del etanol seguida de su desaparición en el mercado.

-Periodo desde la segunda guerra mundial hasta 1973: Escenario de cooperación negativa (-) para la producción de etanol carburante: (-) Estado (-) Sector Agroindustrial

Con las nuevas políticas de protección del sector agrícola, y con una política energética basada en el uso del petróleo como principal fuente de suministro energético en el transporte rodado, los incentivos a la producción de etanol carburante decayeron drásticamente, por lo que la relación estado-sector agroindustrial, pasó de un escenario de conflicto a un escenario de cooperación negativa, donde no había interés por los actores relevantes en el uso del maíz ni otros cultivos para la producción de biocarburantes. Ni el Estado creía necesario promover el uso del etanol carburante dadas las condiciones en el mercado de la energía (basado en el petróleo), ni tampoco el sector agrícola vinculado al maíz necesitaba una salida alternativa para la producción de materia prima, ahora protegida por la política agrícola federal.

Como se ha mencionado en la primera parte de este capítulo, el periodo comprendido entre la posguerra y la llegada de la crisis del petróleo determinó la consolidación del carburante fósil en la matriz energética de los países industrializados. El incremento de la producción nacional y la expansión de las IOC de EEUU permitieron estabilizar y reducir el coste energético del consumo de petróleo. La política energética estuvo basada en la apertura de los mercados y en el incremento de las importaciones de petróleo, en condiciones de competitividad excluyentes para cualquier otra alternativa energética, especialmente en el mercado de carburantes para el transporte. La política estadounidense, como en otros países de la OCDE, se orientaba a mantener los precios de petróleo lo más bajo posible. La economía energética de EEUU permaneció vinculada al petróleo como fuente principal de energía primaria, en todos los sectores industriales y especialmente en el sector del transporte rodado. EEUU basaba fuertemente su política de consumo energético de largo plazo en el control del suministro petrolero de sus IOC, así como en el incremento de la producción nacional. Ante esta situación los incentivos a la producción de biocarburantes eran inexistentes (Vietor, 1987).

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, los productores de maíz y otras materias primas agro-energéticas, tampoco tenían demasiados incentivos para invertir en la producción de biocarburantes para abastecer los mercados de energía. Por un lado, el sector se encontraba en una mejor situación, dado el nivel de protección que recibía por parte del gobierno federal. La consolidación de las políticas de protección del sector agrícola mediante la intervención del gobierno, debilitó los incentivos a la producción de biocarburantes. La producción de etanol, que había sido la válvula de escape a los problemas del sector agroalimentario del maíz y otras materias primas durante el periodo anterior, presentaba en este periodo un mayor coste de oportunidad debido al incremento de la protección de los productos agroalimentarios. La protección de los precios del maíz y otros cereales fueron objetivos expresos de la nueva política agrícola en EEUU, mediante una serie de mecanismos de control de la producción y subsidios de distinta naturaleza para los productores. Estas medidas, aunque no eliminaron el problema de sobreproducción de

sectores como el del maíz, si beneficiaron a los productores agrícolas, por lo que las políticas de subsidios se mantuvieron (USDA-ERS, 1985).

La política de protección agraria estadounidense a los sectores agroindustriales vinculados a la producción de cultivos agroenergéticos reducía el riesgo de la competencia en los mercados alimentarios, afectando las decisiones de producción de los agricultores (incluyendo las distorsión de las decisiones de producción de otros productos como el etanol, con el objeto de diversificar los mercados) y perpetuando el desequilibrio entre la producción y el consumo en el sector agrícola estadounidense. Por otro lado, la estabilidad y bajos precios del petróleo hacían imposible superar la competitividad de los derivados del petróleo, mediante carburantes alternativos basados en biomasa. Dadas las condiciones del mercado de carburantes y de productos alimentarios, el etanol no era una alternativa económicamente racional para los productores de maíz, y tampoco era necesario para la política petrolera del gobierno. Esto prácticamente excluyó del mercado al etanol carburante hasta después de la entrada de la crisis durante los 1970s.

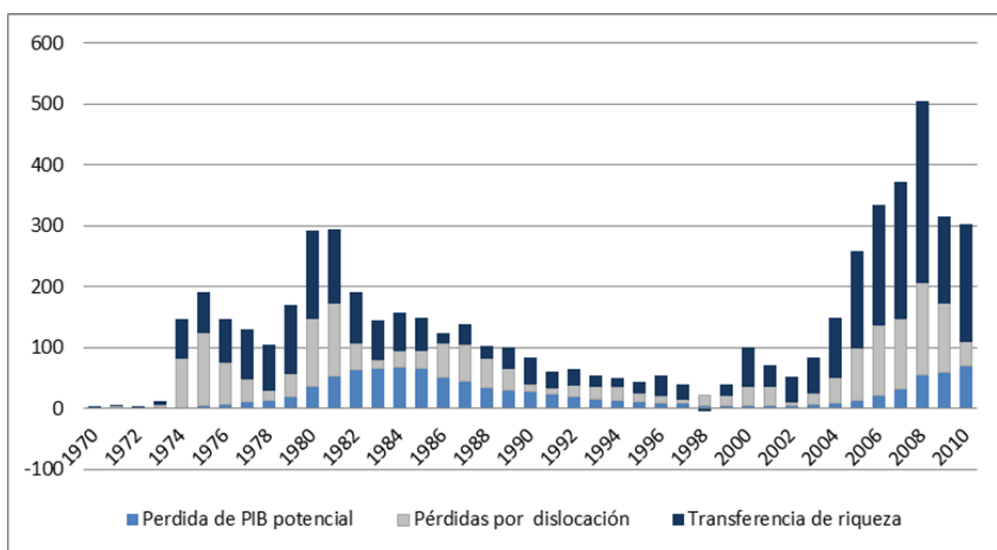
-Periodo de 1973 a 1986: Escenario de conflicto para la producción de etanol: (+) Estado (-) Sector Agroindustrial

Como consecuencia de la política aplicada durante la posguerra, la dependencia energética de EEUU en las importaciones de petróleo se incrementó notablemente durante este periodo. La ausencia de una política de diversificación de suministro y fuentes primarias dejó a EEUU en manos de los países productores una vez que cambiaron las condiciones estructurales en el mercado internacional de crudo, principalmente cuando la IOC empezaron a perder el control de mercado ante el incremento del nacionalismo energético de los países productores y, en consecuencia, ante el surgimiento del conflicto en el ámbito de la energía.

El choque exógeno sobre la economía estadounidense sobrevenido a causa del embargo árabe y luego de la revolución iraní, seguida inmediatamente de la guerra Irán-Irak en 1980, tuvo un impacto profundo en la política energética estadounidense. La alta dependencia en las importaciones de crudo y la baja elasticidad del petróleo en el corto plazo agudizaron los efectos del incremento abrupto de los precios de la energía. La paulatina pérdida de control del mercado internacional de crudo por parte de las IOC estadounidenses, hizo más inestable el suministro para las economías occidentales. A inicios de 1981, el gobierno de EEUU respondió a la crisis del petróleo de 1978-1980 eliminando, por primera vez en 10 años, los controles de precios y de asignación aplicados sobre la industria petrolera, con lo que las fuerzas del mercado remplazaron los programas regulatorios permitiendo el incremento de precios en el nivel del equilibrio de mercado. La eliminación de controles en el sector de los hidrocarburos promovió a su vez el relajamiento de las restricciones a las exportaciones de productos petroleros. Esta situación también promovió el inicio de una política de diversificación de fuentes y suministro, estableciéndose por primera vez una serie de incentivos económicos para el desarrollo de fuentes energéticas alternativas y renovables, pero en el marco de una política de expansión de la producción nacional de hidrocarburos, para reducir el coste

económico de las importaciones de productos energéticos.⁸⁴⁸ En el gráfico V-9 podemos observar cómo se incrementa el coste de la dependencia energética, tras la crisis del petróleo en EEUU.

Gráfico V – 8: Coste de la dependencia en el petróleo de la economía estadounidense (1970 a 2010).



Fuente: Elaboración propia a partir de Green y otros (2011)

Con el reconocimiento del etanol como oxigenante de la gasolina y producto sustituto del plomo, el gobierno decide establecer algunos Instrumentos económicos como exenciones y créditos fiscales para fomentar y estimular el incremento de la producción de etanol. Así, en 1978 se establece una exención fiscal parcial de 4 centavos por galón de gasohol mezclado al 10 % con etanol (o 40 centavos por galón de etanol puro), aplicable sobre el impuesto selectivo a la gasolina. Asimismo se estableció un crédito fiscal aplicable por la misma cantidad sobre el impuesto a la renta. Sin embargo, dado que todavía la producción nacional de etanol competía con el etanol producido en el exterior, se estableció en 1980 un arancel a las importaciones de etanol carburante por el mismo monto de los incentivos fiscales.⁸⁴⁹ Estas medidas darían lugar a un gradual desarrollo del mercado de aditivos a la gasolina (distintos del plomo), abriendo la puerta de los mercados energéticos al etanol carburante obtenido de maíz, aunque la política y la situación de los mercados alimentarios reducirían el impacto de estas medidas de expansión.

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, a la alta protección otorgada por la política agraria estadounidense se sumaba el periodo del boom de los productos agrícolas durante los años 1970s. En este contexto político y económico, los mercados energéticos no representarían una clara necesidad para los productores del sector agrícola vinculados al maíz. Aun cuando las décadas siguientes a la Segunda Guerra Mundial fueran un periodo de numerosos ajustes a la política agrícola de EEUU, los cambios introducidos por las enmiendas fueron relativamente menores en relación con la estructura básica de los programas de ayuda al sector agrícola, establecidos en las primeras leyes agrícolas, que eran bastante proteccionistas del sector agrícola. Asimismo, el boom de los precios de los productos agrícolas a inicios y finales de la década de los 1970s, sirvió para que el gobierno eliminara los stocks federales y permitiera un breve periodo de incremento de la producción y de bajo nivel de stocks, lo que significaba un contexto de mercado muy favorable para

⁸⁴⁸ Ver: *Public Law 95-618 de 1978 y Public Law- 96-223.*

⁸⁴⁹ Ver: *Public Law 96-499 de 1980.*

los agricultores estadounidenses (Bowers, Rasmussen, & Baker, 1984). En este contexto, el coste de oportunidad de destinar una mayor parte de la producción a los mercados energéticos era alto, aún con el establecimiento de los incentivos económicos y regulatorios en favor del incremento de aditivos en la gasolina. Teniendo en cuenta ambos vectores, el escenario subyacente al desarrollo del mercado de biocarburantes en EEUU durante este periodo fue predominantemente de conflicto.

-Periodo de 1986 al 2002: escenario de conflicto para la producción de biocarburantes en EEUU: (-) Estado (+) sector agroindustrial

Sin embargo cuando los precios del petróleo volvieron a declinar desde 1986 en adelante, la voluntad del gobierno para maximizar el desarrollo de la industria de biocarburantes aminoró. En el caso del sector agroindustrial, los precios de los productos agrícolas disminuyeron tras el boom de los años 1970s y se inició un periodo de cuestionamiento del proteccionismo tradicional del sector, tanto en el plano interno como en el contexto internacional del comercio agrícola.

Así, aun cuando se mantuvieron políticas de apoyo al sector de los biocarburantes en un cierto nivel, la envergadura de las medidas no iban a ser completamente satisfactorias para el sector agroindustrial del maíz, dado que estos productores necesitaban que los mercados de energía absorbieran una mayor parte de los excedentes de producción que terminaban afectando a la baja los precios de los productos. En este escenario de conflicto, sin embargo, las medidas adoptadas introducirían gradualmente al etanol en el mercado de aditivos oxigenantes, justificadas en la protección medioambiental y la seguridad energética (US-EPA, 2012a). Estas medidas sentarían las bases para el despegue meteórico de la industria del etanol de maíz estadounidense, que sobrevendría de la mano del nuevo incremento de los precios del crudo a inicios de la década de los 2000.

Durante los años 1990s, aun con el reconocimiento de la triada de objetivos en el sector energético, basados en la seguridad energética, el desarrollo económico y el medioambiente como el motor político de la promoción de las energías alternativas, el apoyo a los biocarburantes fue incrementándose solo gradualmente, principalmente porque los bajos precios del crudo todavía no permitían desencadenar un mayor apoyo del gobierno federal a la producción de biocarburantes y otras energías alternativas. Entre las principales medidas tomadas durante los 1990s, se encontraban muchos incentivos fiscales para el sector energético, tanto para energías convencionales como renovables. En el caso de los carburante alternativos, la ley expandió el crédito para los carburantes no-convencionales e introdujo el crédito fiscal para los pequeños productores de etanol utilizado como carburante, establecido en 10 centavos por galón de etanol y limitado a los 15 primeros millones de galones.⁸⁵⁰

⁸⁵⁰ Entre estos, se establecían incentivos fiscales para el ahorro energético. Se incrementaba para esto el impuesto a la gasolina en \$0,05 por galón y se duplicó el impuesto al alto consumo de gasolina, medida conocida como *"gas-guzzler tax"*. En el caso del petróleo y el gas, la ley introdujo un crédito fiscal del 10 % para ampliar la recuperación de los gastos de petróleo. Asimismo, se liberalizaron algunas de las restricciones a las deducciones del *"Percentage Depletion allowance"*, y se redujo el alcance del impuesto mínimo alternativo sobre las inversiones en petróleo y gas. Ver: *Public Law 101-508: "Omnibus Budget Reconciliation Act of 1990"*.

Asimismo, con la regulación medioambiental para la oxigenación de los carburantes, establecida en los Programas de Gasolina Reformulada y de Carburantes Oxigenados en 1990, se requeriría al menos un 2 % de componentes oxigenantes en la gasolina, lo que incrementó principalmente la demanda del MTBE y en menor medida de etanol en el mercado de aditivos a la gasolina.⁸⁵¹

Aun con todo ello, los intentos del Gobierno Federal de redistribuir los costes de la dependencia en el petróleo, se encontrarían con un periodo de bajos precios del crudo de petróleo, lo que influiría en las decisiones de desarrollo del sector del etanol así como de otros carburantes renovables. El precio del crudo nacional de petróleo fue uno de los más bajos de la historia, llegando apenas a 10 USD por barril en el invierno de 1998-1999, y de tal forma que entre 1986 a 1999 el precio medio por barril fue de 17 USD. Este nivel bajo de precios no solo afectaría a los productores de petróleo y beneficiaría a los refinadores de crudo, sino que fortaleció el consumo de derivados del petróleo, afectando negativamente el despegue de la inversión en tecnologías de ahorro y eficiencia energética, así como el incremento de la producción y el consumo de carburantes alternativos y renovables (Lazzari, 2006a).

Desde el punto de vista de sector agroindustrial, luego del boom de precios de los productos agrícolas y de un paréntesis liberalizador de la producción, los precios colapsaron desde la segunda mitad de los años 1980s. Esto favoreció el retorno a las políticas de acumulación masiva de stocks, los pagos de compensación por bajos precios, los subsidios a las exportaciones y los programas de control de la producción mediante la inactividad en el uso de tierras cultivables, medidas que en cualquier caso, como hemos mencionado en el capítulo III, no terminaban de solucionar el problema de sobreproducción en el sector. En los 1980s era visible que el control de la oferta de productos agrícolas no era un instrumento eficaz en la ayuda del sector agrícola. (Sumner D. , 2000) La desafección del sector agroindustrial de EEUU en relación con la baja efectividad de los programas e instrumentos de ayudas al sector durante el colapso de precios de inicio de los 1980s era un motivo para buscar salidas complementarias a las ayudas gubernamentales a la agricultura, como la producción de etanol carburante.

Asimismo, las políticas agrícolas eran más costosas y menos sostenibles en la esfera del comercio internacional, y su aplicación tenía efectos contraproducentes para el propio sector agrícola. Mientras que las ayudas a la agricultura fomentaban un incremento de producción superior a la demanda, generando excedentes de producción crecientes, esta oferta regulada presionaba a la baja los precios internacionales de los productos agrícolas, encareciendo la recolocación de los excedentes y el coste de las mismas políticas (Sumner, Arha, & Josling, 2007).

⁸⁵¹ Ver: PL 101-549. La construcción de instalaciones para a producción de oxigenantes se aceleró en los años siguientes al establecimiento de los programas. Hacia 1992 al menos 33 refinerías tenían instalaciones para la producción de oxigenantes en y para el proceso de refino. Además se incrementaron las instalaciones de producción de oxigenantes fuera de las refinerías. Dichas unidades producían etanol de granos (principalmente maíz) y MTBE de campos de butano, así como metanol obtenido de gas natural. Al inicio de 1991 la capacidad de producción de oxigenantes de estas fuentes en el mercado estadounidense alcanzaba los 338,000 barriles diarios. Para el inicio de 1993, la capacidad de producción se expandió un 59 % más, hasta alcanzar los 536,000 barriles diarios. La producción de etanol carburante dominaba el cinturón del maíz de la región agrícola del Medio-Oeste, mientras que el MTBE era producido en instalaciones ubicadas a los largo de la Costa del Golfo. Durante este periodo los principales oxigenantes de gasolina en el mercado eran el MTBE y el etanol carburante, en ese orden.

Con la política agrícola aplicada entre los años 1985 a 1996, el gobierno federal continuó renunciando a aplicar el mecanismo de tierras de retirada, el apoyo a los precios de mercado de los productos agrícolas, así como a la acumulación de stocks por parte del gobierno, cambios que darían lugar a perpetuar los problemas de sobreproducción. Asimismo, la situación de los precios de los carburantes y la extensión de los aranceles especiales a las importaciones de etanol mejoraban el escenario para los productores nacionales de maíz y etanol. Con la *“Food, Agriculture, Conservation and Trade Act”* de 1990 y la *“Omnibus Reconciliation Act”*, se continuó la senda marcada por las políticas aplicadas desde 1985. Las preocupaciones presupuestarias y las cuestiones políticas condujeron a una reducción de los pagos, de las ayudas a los precios y a una mayor flexibilidad en los niveles de producción agrícola, lo que incrementó el nivel de producción.⁸⁵²

En el contexto internacional aumentaba la presión sobre la tradicional política de protección agrícola estadounidense.⁸⁵³ Los acuerdos comerciales de la Ronda de Uruguay, que buscarían fomentar una mayor liberalización del mercado internacional de productos agrícolas, quedarían recogidos en la *“Public Law 103-465”* de 1994. Estos atisbos de plena liberalización tampoco eran favorables para el tradicionalmente protegido sector agrícola estadounidense, sector que consideraba que las nuevas reglas de comercio provenientes de las negociaciones multilaterales perjudicarían a los agricultores de *“commodities”* como el maíz, los cereales y las oleaginosas, debido a que decaería el nivel de protección y de ayudas (Gardner, 2000).

Los problemas presupuestarios de aquellos años y una optimista proyección sobre los precios de los productos agrícolas, justificaron un reajuste de las medidas aplicadas en el sector agrícola. La *“Federal Agriculture Improvement and Reform Act”* de 1996 fue un intento de cambiar el curso de la política agraria reduciendo sustancialmente las políticas de ayuda al sostenimiento de los precios y de los pagos a los productos agrícolas, aunque la caída de precios desde 1998 dio lugar a una reanudación de la política tradicional de subvenciones y ayudas al sector.⁸⁵⁴

Al final de los 1990s se consolidaron y reforzaron los cambios en los programas, al relajar los requerimientos para las plantaciones de los cultivos previstos en los programas (como el maíz y la soja), eliminar las ayudas a los precios y los programas de almacenamiento público de stocks de los programas de los cultivos y iniciar la eliminación anual de los programas de retirada de tierras. Estas medidas continuarían exacerbando el problema de sobreproducción de cultivos como el maíz, donde EEUU había presentado los mayores problemas de excedentes de producción.

A pesar de que los mercados y la política agrícola durante este periodo, redujeron el coste de oportunidad del sector agroindustrial del maíz para la producción de etanol, la convergencia de los intereses del gobierno Federal sobre la nueva política energética y los intereses particulares de los

⁸⁵³ De acuerdo con Sumner (2008), las políticas de apoyo a los productos agrícolas deprimen los precios en el mercado global si las ayudas que estimulan la producción y si la producción de EEUU representan una parte significativa en el mercado relevante (como en el caso del maíz donde representa el 40 % de la producción mundial). Adicionalmente, la depresión de los precios se torna más crítica cuando la respuesta de la demanda de los consumidores, así como de la oferta de los productores extranjeros son inelásticas.

⁸⁵⁴ Cuando los precios de los productos agrícolas cayeron en 1998 se establecieron medidas ad-hoc que redujeron los pagos hasta un 50 %. Así, dadas las restricciones presupuestarias y la insostenibilidad política de los las ayudas federales de entonces, los *“Contract Payments”* funcionaban al 100 % cuando los precios de los productos agrícolas era altos y al 50 % cuando los precios eran bajos (Darril, De la Torre Ugarte, & Tiller, 2003).

productores de materias primas se vio afectada por el bajo nivel de precios del petróleo durante este periodo, generando un escenario de conflicto entre ambos actores. Aunque el gobierno apoyaba la producción de biocarburantes, los bajos precios del crudo y de sus derivados, contuvieron la amplitud y la envergadura de las medidas de apoyo al sector, necesarias para el incremento del consumo y la producción a gran escala del etanol carburante.

-Periodo de 2002 a 2010: Escenario de cooperación positiva (+) para la producción del etanol carburante: (+) Estado (+) Sector Agroindustrial

El incremento abrupto de los precios del petróleo a causa de la recuperación de las disciplinas de cuotas de producción de la OPEP, así como la consecuente caída de los precios de las principales “commodities” agrícolas en el mercado global impulsada por la sobreproducción de maíz y otros productos en el sector agrícola en un contexto de gradual liberalización de los mercados agrícola, brindaron un escenario óptimo de convergencia entre el sector agrícola y el energético. En este escenario la envergadura de las políticas de promoción de biocarburantes respondían a la necesidad de sustitución de las importaciones de crudo en el marco de la política de diversificación energética, así como a la necesidad de colocar los excedentes de producción de maíz y otros granos fuera de los mercados alimentarios, tanto para colocar dichos excedentes en nuevos mercados, como para mantener los precios de las “commodities” agrícolas en un nivel más alto, al ajustar la oferta agrícola a la demanda de energía.

Los compromisos de reducción de las ayudas a la agricultura que más distorsionaban el comercio internacional adoptados en la legislación estadounidense tras los acuerdos derivados de la ronda de Uruguay limitaron la discrecionalidad de las ayudas al sector agrícola. Aun con los compromisos adoptados, la crisis de sobreproducción, determinada en gran medida por las propias políticas de ayuda al sector agrícola, continuaba siendo un problema que afectaba no solo al mercado doméstico, sino al mercado global de cereales (Gardner, 2000). Esto, sumado a una caída de los precios a finales de la década de los 1990s, reduciría considerablemente el coste de oportunidad de los agroindustriales del maíz para expandir la producción hacia los mercados energéticos de carburantes.

La salida al problema de sobreproducción de productos como el maíz y otros agro-energéticos vendría marcada por el uso de los excedentes en los mercados de energía. Con esta estrategia conflúan los intereses de sectores importantes de la agroindustrial, como el del maíz o las oleaginosas, con los intereses de la política energética para el sector del transporte rodado. En este contexto se da un cambio en la forma de las ayudas, que beneficia la expansión de estos cultivos para usos energéticos y la producción de biocarburantes. Los biocarburantes y los mercados de energía representan entonces una salida para mantener el nivel de ayuda a sectores que encontrarían considerables dificultades en cuanto a la consistencia de las ayudas con las normas de la OMC (Semineiro, 2008).

La promoción de energías renovables en el transporte tenía además una gran justificación política desde el punto de vista de la protección del medioambiente. La reducción de las emisiones en el sector del transporte, un sector que tradicionalmente presentaba la menor elasticidad precio de la demanda de derivados del petróleo, y la creciente preocupación por los efectos negativos el cambio climático, enfocado en la reducción de las emisiones de carácter antropogénico de gases de efectos invernadero, también favorecieron la adopción de medidas de promoción de los biocarburantes a

gran escala. En este contexto la prohibición del MTBE del mercado de aditivos en 1999 en California, por problemas de contaminación medioambiental dejaría el camino libre para el etanol carburante de maíz.

Si vinculamos la percepción de que los biocarburantes eran medioambientalmente sostenibles con los cambios devenidos en la regulación del comercio internacional, en relación con los tipos y el nivel de ayudas permitidas en el marco del Acuerdo sobre la Agricultura, los biocarburantes eran además una excelente oportunidad de evitar una futura disputa ante la OMC. La naturaleza renovable de los biocarburantes, la sostenibilidad ambiental de su uso y los beneficios para seguridad energética nacional, son fuertes argumentos que pueden hacer que los subsidios a los biocarburantes no sean considerados como subsidios agrícolas y por lo tanto no se les apliquen los límites previstos en la regulación para la agricultura (Semineiro, 2008).

Como hemos analizado en el capítulo III, durante los años 2000 la políticas de apoyo al sector de lo biocarburantes se incrementaron notablemente, promoviendo su producción y consumo mediante una serie de instrumentos económicos y regulatorios de diversa naturaleza. La convergencia entre el sector agroindustrial del maíz y otros agro-energéticos se manifestó plenamente en el apoyo total a la producción de biocarburantes plasmado en la *"Farm Bill"* del 2002. La importancia del sector de la energía para el mercado de productos agrícolas quedaría institucionalizada en el primer título específico sobre la energía en un marco normativo dedicado al sector agroindustrial, como era desde 1933 el marco de las *"Farm Bills"*. El impulso de esta nueva legislación extendía las posibilidades del uso del maíz y otros productos a una escala mayor de consumo en el ámbito energético, especialmente enfocado en la expansión de la industria de biocarburantes. Estas medidas encontraron un pleno apoyo del gobierno, dadas las nuevas condiciones en el mercado de la energía que había supuesto el incremento de los precios del crudo desde el año 2000.

El mercado obtendría un nuevo impulso con el lanzamiento del RFS-1. La EAct-2005 (*Energy Policy Act*) establecería el reemplazo de la política de oxigenantes y gasolina reformulada Establecida por la *"Clean Air Act"*, a principio de los años 1990s, por un uso mínimo obligatorio de carburantes renovables en el transporte. El RFS-1 sería el estándar de carburantes renovables en que se sostendría el consumo del etanol y en menor medida de otros biocarburantes. Además, la EAct-2005, establecería una serie de programas de apoyo a la producción de biocarburantes especialmente de etanol y biodiesel, con el fin de incrementar la inversión en el sector.

El apoyo a los biocarburantes siguió con la EISAct-2007 (*Energy Independence and Security Act*). Los incrementos de las obligaciones de uso de biocarburantes fueron notables y aunque se puso un límite al uso del etanol carburante, este límite aún daba un gran margen para colocar gran parte de la producción de maíz en los mercados de energía, asegurando una demanda significativa de las materias primas usadas para su producción. Asimismo, con la *"Food Conservation and Energy Act "* del 2008 se extenderían y expandirían muchos de los programas de energías renovables originalmente autorizados en la *"Farm Security and Rural Investment Act"* de 2002.⁸⁵⁵

⁸⁵⁵ Entre estos programas destacan: *The Bioenergy Program for advanced Biofuels; The Repowering Capacity Assistance Program; The Rural Energy for America Program-REAP; The Biomass Assistance Program; The Biorefinery Assistance Program y the Forest Biomass for Energy Program.*

La promulgación de la “*Farm Bill*” del 2008 apoyaría alternativamente los esfuerzos al desarrollo de biocarburantes de celulosa y nuevas tecnologías para la explotación energética de la biomasa, mientras que se mantenían las subvenciones convencionales a la industria del etanol de maíz, al menos hasta finales del 2011. Asimismo, a pesar de algunos cambios en relación con la anterior legislación, la “*FCE-Act*” del 2008 deja intactas las provisiones de ayudas a la agricultura doméstica, beneficiando a los productores de materias primas agro-energéticas como el maíz y las oleaginosas.⁸⁵⁶

Como hemos mencionado, las condiciones en los mercados de energía y de productos agrícolas a inicios de la década, redujo el coste de oportunidad de los sectores de producción de materias primas agro-energéticas, así como el coste político de oportunidad para que el gobierno federal incrementara significativamente el apoyo al sector de los biocarburantes, generándose un escenario de plena cooperación entre los principales actores del mercado, lo que condujo a un incremento notable de la producción de etanol carburante durante toda la década.

-Periodo de 2010 a la actualidad (2014). Escenario de conflicto para la producción de etanol carburante: (-) Estado (+) Sector agroindustrial

Finalmente, consideramos que el calendario de límites impuesto al uso de etanol obtenido de maíz en la nueva regulación del estándar de carburantes renovables RFS-2, el cambio de la prioridad en el fomento de tecnologías de biocarburantes avanzados y, en especial, de etanol de segunda generación derivado de celulosa y de biodiesel, así como el incremento de los precios de los cereales y granos desde principios del 2011, han desestabilizado las condiciones en que sostenía el escenario de cooperación positiva entre el sector agroindustrial del maíz y el Gobierno Federal.

Aunque el apoyo al desarrollo de energías renovables y biocarburantes todavía es alto, y los precios del crudo se han recuperado luego de su caída tras la crisis financiera, los cuestionamientos sobre el coste-beneficio de expandir el uso del maíz como materia prima para obtener etanol carburante, desde el punto de vista medioambiental y socioeconómico, han tenido un considerable impacto en las decisiones de inversión y expansión de la producción. Aunque el marco regulatorio asegura una gran cantidad de etanol de maíz para ser consumido en el transporte rodado, los límites a su utilización y el giro hacia la promoción de biocarburantes más avanzados, como el etanol obtenido de celulosa, el mayor uso del biodiesel, o la apertura a las importaciones brasileñas de etanol de caña, han venido generando bastante incertidumbre en el sector agroindustrial estadounidense vinculado a la expansión del uso del maíz en los mercados de energía.⁸⁵⁷

⁸⁵⁶ Como era factible, la “*Farm Bill*” del 2008, incrementó los gastos destinados al sector agrícola hasta los \$288000 millones de dólares, en medio de las preocupaciones por el déficit presupuestario de la nación, de los cuales una gran parte fueron usados para subsidiar directamente la producción de biocarburantes. En enero del 2013 el Congreso de EEUU aprobó la “*American Tax Payer Relief Act*” de 2012, conocida como la Ley del precipicio fiscal. Esta ley fue promulgada para evitar aumentos de impuestos y recortes de gastos automáticos, como los previstos en la “*Farm Bill*” del 2008. Además la ley extiende muchos de los programas de subsidios previstos en la mencionada norma hasta septiembre del 2013.

⁸⁵⁷ Como sucedió con la caída de la producción en 2011, y especialmente por la sequía de 2012, que afectó el nivel de producción por hectárea de maíz o el comportamiento de las importaciones en las grandes economías emergentes..

Aunque el apoyo al desarrollo de energías renovables y biocarburantes es considerablemente alto, y los precios del crudo se han recuperado luego de su caída tras la crisis financiera, los cuestionamientos sobre el saldo coste-beneficio de expandir el uso del maíz como materia prima para obtener etanol carburante, desde el punto de vista medioambiental y alimentario, recogidos en los límites del RFS-2, han afectado las expectativas de inversión y expansión de la producción en el sector. La productividad, incrementada notablemente desde principios de la década, ha decaído acentuadamente en los últimos años.⁸⁵⁸ Aunque el RFS-2 prevé que una gran cantidad de etanol de maíz sea consumida en el transporte, los límites con los que trabaja el programa han creado bastante incertidumbre en el sector agroindustrial estadounidense, lo que puede haber frenado la potencial expansión del mercado de alcoholes carburantes en EEUU. En la tabla V-14 podemos observar el relativo estancamiento de la capacidad de producción de etanol carburante en los últimos años.

Tabla V- 14: Capacidad de producción por de las instalaciones de etanol carburante en EEUU

	Número de plantas	Capacidad nominal	Máxima capacidad sostenible
Enero/2011	193	13614	14239
Enero/2012	194	13728	14321
Enero/2013	193	13852	N-d

Fuente: DOE (2013)

Como hemos analizado en el capítulo III, aunque el consumo de etanol carburante obtenido de cultivos alimentarios se amplía considerablemente mediante el estándar RFS-2, también se limita la cantidad el etanol maíz utilizada para cumplir con los objetivos de consumo de carburantes renovables en el futuro. Aunque la futura expansión de la demanda de biocarburantes en EEUU debe cubrirse con biocarburantes avanzados, en la actualidad casi la totalidad del consumo interno se cubre con etanol de maíz.

Cabe mencionar además que los altos costes de producción del etanol de segunda generación, principalmente de celulosa, todavía no permiten que el desarrollo de este biocarburante alcance la etapa comercial. Existe un significativo riesgo para las inversiones en el sector de los biocarburantes avanzados, en un mercado cuya viabilidad comercial depende no solo de que los precios del petróleo sigan al alza, sino de la seguridad del marco regulatorio y del apoyo estatal a la I+D para reducir el riesgo tecnológico que puede inhibir las inversiones. En este sentido, el cambio regulatorio que ha cerrado las vías a una mayor expansión del etanol de primera generación se observa como un mal precedente en la política agro-energética, especialmente porque el riesgo de inversión en este sector es muy alto, y las inversiones públicas en I+D+I no terminan de dar los resultados esperados

⁸⁵⁸ De acuerdo con Schnepf y Yacobucci (2013), la habilidad de la industria del maíz en EEUU para continuar expandiendo la producción y satisfacer la creciente demanda depende principalmente de las ganancias continuas de productividad. Como hemos observado en el capítulo III, la productividad ha mostrado un fuerte y sostenido crecimiento desde los últimos años de la década de los 1940s, presentando alguna aceleración desde la mitad de los 1990s cuando los avances en biotecnología aplicada a las semillas para fortalecerlas frente a las situaciones de sequías, y elevar la resistencia a las pestes y plagas fue desarrollada. Sin embargo, desde la ratio record de 164,7 bushels/acre en 2009 la productividad del maíz estadounidense ha experimentado tres consecutivos años de declive. Estos declives han estado relacionados principalmente por una reducción de las inversiones en mejoras tecnológicas para expandir la capacidad de producción, sumada a condiciones climáticas desfavorables de precipitación y temperatura en los puntos críticos de la temporada de crecimiento, hasta el punto donde la productividad estimada del maíz solamente alcanzaría los 122,3 bushels/acre, retrocediendo hasta los niveles del 1995.

para viabilizar comercialización de etanol de segunda generación a gran escala. Esta situación viene generando bastante incertidumbre sobre el futuro crecimiento del mercado de biocarburantes en EEUU, dado que casi todo el suministro que ha abastecido el mercado de biocarburantes ha provenido de etanol de maíz, producción que está afectada a su vez por el coste de oportunidad de retirar productos de los mercados alimentarios para abastecer los mercados de energía.

De la abrupta expansión de la producción observada desde principios de la década, sostenida en un escenario de cooperación positiva en favor del mercado del etanol carburante de maíz, se ha pasado a un escenario de conflicto que limita una mayor ola expansiva del uso del maíz en los mercados de energía. Este estancamiento puede llevar a buscar nuevos mercados energéticos para el maíz, que reduzcan aún más las incertidumbres futuras en los mercados alimentarios. Esto es especialmente importante para el biodiesel, y su potencial producción derivada del uso de aceite de maíz. El actual marco regulatorio establece objetivos propios para el biodiesel y además permite cubrir gran parte de los otros objetivos de biocarburantes no cubiertos por la falta de capacidad de producción a escala comercial.

La dificultad para cumplir los mandatos de biocarburantes avanzados especialmente los obtenidos de celulosa, abriría una brecha que sería cubierta con otros biocarburantes distintos a etanol del maíz que, de acuerdo a la regulación del RFS-2, no se contabiliza para cumplir otros estándares de consumo más avanzados. Esto podría llevar a un cambio en la pautas de producción entre el etanol y el biodiesel para la agroindustria del maíz; dado que la brecha abierta de cumplimiento de etanol de celulosa puede ser cubierta con biodiesel, los agroindustriales del maíz podrían incrementar la producción de biodiesel obtenido de aceite de maíz para compensar las limitaciones al uso del etanol de primera generación, especialmente ante un aumento del precio de los RINs del etanol que haga más costoso cubrir las obligaciones de carburantes avanzados con importaciones de etanol de caña de azúcar de Brasil.

V.2.4.2. Contrastación empírica de las hipótesis sobre la producción de etanol carburante en EEUU.

De acuerdo con las hipótesis planteadas en el punto anterior, el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU corresponde a seis periodos determinados por unos escenarios de cooperación y conflicto entre el Gobierno Federal de los Estados Unidos y el sector agroindustrial vinculado a la producción de etanol carburante obtenido de maíz. En la línea con los planteamientos desarrollados al inicio de este capítulo, estos escenarios de cooperación y conflicto, producto de la interacción entre los costes de oportunidad de los principales actores vinculados a la producción de biocarburantes, han afectado el desarrollo del mercado de biocarburantes en este país. La siguiente contrastación empírica tiene por objeto analizar en qué medida los escenarios de cooperación y conflicto han podido afectar la evolución de la producción del etanol en el mercado estadounidense. En la tabla V-15 podemos observar de forma resumida los distintos escenarios de cooperación y conflicto planteados en las hipótesis explicativas sobre el desarrollo del mercado del etanol en EEUU.

Tabla V– 15: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en EEUU

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias vinculadas a la producción de biocarburantes
1900-1945	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1945-1973	(-)	(-)	Cooperación	Minimizadas
1973-1986	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
1986-2002	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
2002-2010	(+)	(+)	Cooperación	Maximizadas
2010-2014	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de etanol en EEUU

Como en el caso de Brasil, en el análisis de intervención de la serie temporal de producción de etanol en EEUU, la hipótesis de correlación entre los escenarios de cooperación y conflicto y la forma en que el mercado del etanol se ha desarrollado, vienen determinadas por unos parámetros de intervención que marcan el paso a los nuevos escenarios. Teniendo en cuenta estos cambios en los escenarios, analizaremos si las hipótesis planteadas para explicar la evolución del mercado de etanol son coherentes con la evolución real de la producción de etanol carburante en EEUU. Dichos cambios de escenarios se encuentran definidos por la tabla V-16:

Tabla V– 16: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de etanol carburante en EEUU

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en la producción
1945	Conflicto (-) (+) → Cooperación (-)	Contracción abrupta
1973	Cooperación (-) → Conflicto (+) (-)	Expansión Moderada
1986	Conflicto(+)(-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
2002	Conflicto(-) (+) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2010	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Contracción Moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de EEUU

Con el fin de realizar el análisis de intervención de series temporales hemos utilizado una serie de producción de etanol de EEUU consistente en 40 observaciones procedentes de la bases de datos del “*United States Department of Agriculture- USDA*” y de la “*American Corn Growers Association (ACGA)*”.

Luego de efectuar el análisis de idoneidad y consistencia del modelo hemos observado que la serie temporal de producción de etanol carburante en EEUU puede explicarse adecuadamente mediante un Modelo Autorregresivo de Orden (2), Ar (2, 0, 0), con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) para la serie temporal de producción de etanol en EEUU		
Efecto rampa o Tendencia	2002	2010

Los correspondientes parámetros estimados para la serie temporal son los recogidos en la Tabla V-17.

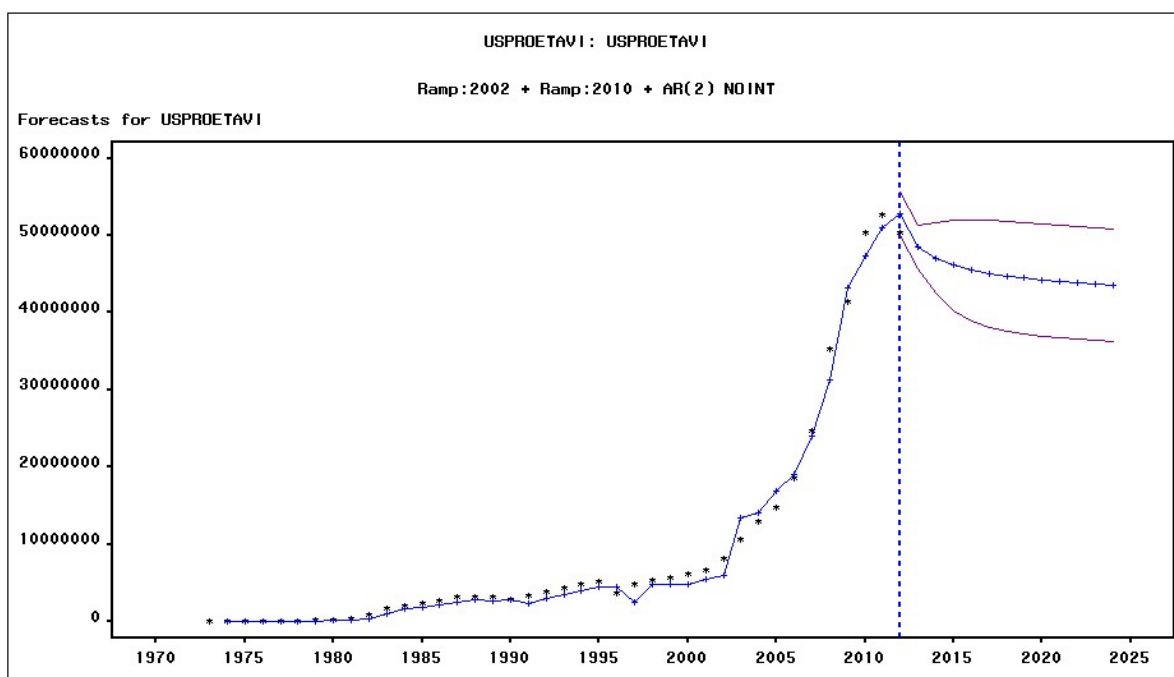
Tabla V– 17: Estimación de Parámetros de intervención. Serie temporal de producción total de etanol en EEUU

Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) + intervención tipo rampa en 2000 + rampa en 2011				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Probabilidad > T :
Autorregresivo, Retraso 1	1,33282	0,1621	8,2221	<.0001
Autorregresivo, Retraso 2	-0,47946	0,1627	-2,9461	0,0057
Efecto tipo rampa 2002	5827600	426420	13,6663	<.0001
Efecto tipo rampa 2011	-6042177	1564333	-3,8625	0,0005
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	2,00909E12	*	*	*

Rango del ajuste: 1973 a 2012

El Gráfico V-10 muestra una representación de las observaciones de la serie estimada y el Modelo Autorregresivo AR (2) usado para la estimación de la relación entre los escenarios de cooperación y conflicto planteados y el desarrollo del mercado.

Gráfico V – 9: Modelización de la evolución de la producción de etanol carburante en EEUU



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Los resultados resultan significativos a un nivel de significación de 0,05, y los signos de las estimaciones responden coherentemente a las hipótesis planteadas sobre los efectos de los escenarios de cooperación y conflicto en el desarrollo de la producción del etanol carburante en EEUU. Como hemos señalado líneas arriba, los escenarios de cooperación positiva deberían ser los escenarios más favorables para el desarrollo de la producción de etanol carburante, dado que estos periodos se han caracterizado por las mejores condiciones regulatorias y de mercado de acuerdo

con nuestro marco general de análisis. Este es el caso del escenario de cooperación positiva del quinto periodo formulado para el mercado de EEUU. La hipótesis de la plena convergencia de intereses entre los principales actores ligados a la producción del biocombustible se ve reflejada en la expansión abrupta de la producción. El incremento de los precios del crudo desde el año 2000 restituyó las condiciones perdidas tras el periodo de precios bajos del petróleo durante los años 1990s, esto sumado a un contexto de cambios institucionales y problemas de sobreproducción incentivada por la política agrícola que condujo a la caída de los precios del maíz en el mercado internacional, favoreció la cooperación plena entre el sector público y el privado. El paso a un pleno escenario de cooperación positiva quedaría reflejado en las medidas de apoyo al sector promulgadas desde finales de los 1990s, que marcarían el despliegue de una batería de medidas de fomento que aunadas con las condiciones en los mercados alimentarios del maíz y el desarrollo de la política de protección medioambiental darían lugar a un incremento considerable de la producción de etanol. En este sentido, la estimación de los parámetros que arroja el análisis de intervención de la serie de producción es altamente significativa. Este resultado es coherente con la hipótesis de que en el año 2000 se inició un periodo de cooperación positiva entre el sector agroindustrial y el Estado, que favoreció un periodo de abrupta expansión de la producción de etanol obtenido de maíz en EEUU.

Finalmente, el resultado negativo de la estimación del cambio de tendencia en el año 2010 también resulta significativo en un intervalo de confianza de 0,05. Este resultado es cabalmente coherente con la hipótesis del fin de la relación de cooperación positiva y el paso a un nuevo escenario de conflicto entre el Estado Regulador (Federal) y el sector agroindustrial del maíz para la producción de etanol de primera generación en EEUU. Este escenario, como hemos mencionado en la hipótesis sexta del planteamiento para la producción ha estado influenciado principalmente por las consecuencias de los cambios regulatorios introducidos con el RFS-2, producto de los cuestionamientos medioambientales y de carácter socio-económico vinculados al uso del maíz con fines energéticos.

De acuerdo con los resultados obtenidos mediante el análisis de intervención de series temporales no se puede rechazar la hipótesis de que los escenarios de cooperación y conflicto entre el Gobierno Federal y el Sector agroindustrial vinculado a la producción de maíz sean planteamientos consistentes con la forma como se desarrolló la producción de etanol carburante en EEUU. Asimismo, los resultados de la estimación de parámetros indican que estos escenarios han dado lugar a una serie de decisiones privadas y medidas de política agrícola, energética y medioambiental que han afectado positiva o negativamente la producción de etanol carburante durante los distintos periodos analizados en este trabajo, siendo los efectos previstos en el desarrollo de las hipótesis coherentes con los resultados del análisis de intervención.

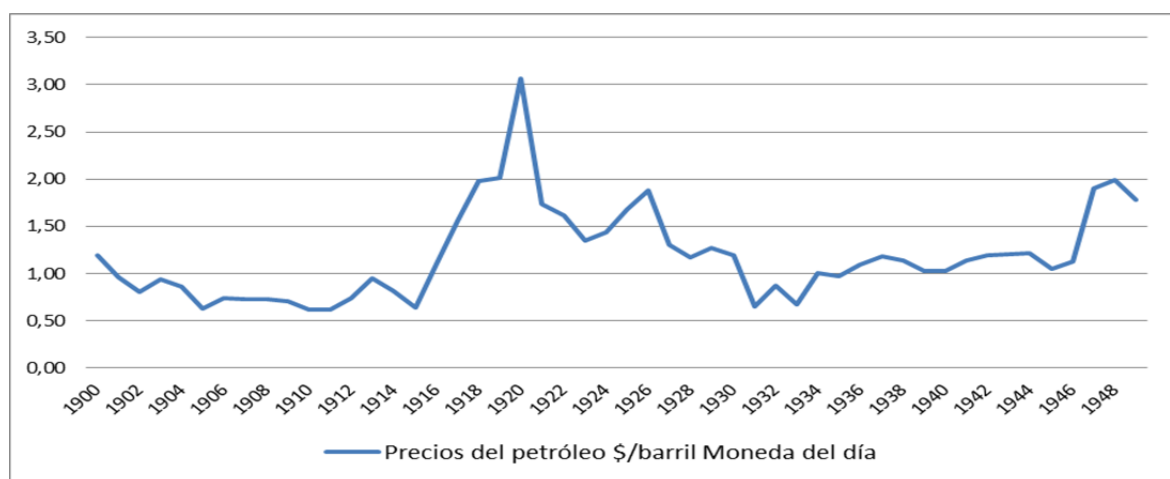
V.2.4.3. Hipótesis sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en EEUU

Luego de haber desarrollado y contrastado las hipótesis para analizar la evolución de la producción de etanol carburante, en este punto desarrollaremos las hipótesis explicativas relacionadas con la evolución del consumo de etanol carburante en EEUU y contrastaremos si los escenarios de cooperación y conflicto son planteamientos coherentes para explicar la forma como ha evolucionado el desarrollo del de etanol de primera generación en el mercado de combustibles para el transporte.

-Periodo desde inicio del siglo XX hasta la Segunda Guerra Mundial. Escenario de conflicto para el consumo de etanol carburante: (-) Estado (+) consumidores finales

Durante el siglo XIX, el desarrollo de los motores de combustión, y posteriormente de vehículos de automoción, abrió la posibilidad de expandir la incipiente demanda de combustibles al etanol carburante. Así tenemos los casos de Samuel Morey que diseñó un motor en 1826 que funcionaba con etanol y trementina, de Nicolás Otto que usaba alcohol para sus motores de combustión de "Ciclo Otto" desde 1860, y de Henry Ford que construyó su primer automóvil, el cuadríciclo, para funcionar con etanol carburante en 1896. Ya en 1908 se desarrolla el modelo T, que en realidad era un vehículo "Flex Fuel" capaz de funcionar con etanol, con gasolina o con una combinación de ambos. Otros fabricantes de automóviles tomaron sus provisiones para que estos también pudieran consumir etanol carburante. Estos serían elementos determinantes de la demanda durante este periodo, puesto que en definitiva los consumidores de carburantes primero son consumidores de vehículos (US DOE, 2013b).

Gráfico V – 10: Precios del petróleo durante la primera mitad del siglo XX



Fuente: Elaboración propia partir de DOE-EIA (2013)

A pesar de los esfuerzos privados por desarrollar el mercado de etanol carburante, el etanol no era competitivo frente a la gasolina, que para 1920 ya se había convertido en el principal carburante de automoción de los consumidores de vehículos, iniciando su dominio en el mercado de carburantes para el transporte rodado. Sin embargo, su uso como propulsor del octanaje de la gasolina iniciado por grandes compañías petroleras como la "Standard Oil" generó un incremento de la demanda, especialmente en el Medio-Oeste, una zona rica en la producción de materias primas para la obtención de etanol, especialmente rica en la producción de maíz. Así se desarrolló el mercado de gasohol en la región del Medio-Oeste de EEUU, donde en esa época al menos 2000 estaciones de servicio vendían mezclas de gasolina y etanol de entre el 6 % y el 12 % (US DOE, 2013b).

La inestabilidad de precios observada desde el inicio de la primera guerra mundial favoreció la aparición de carburantes alternativos. La inestabilidad de suministro de los derivados del petróleo observada hasta el fin de la segunda guerra mundial, su uso como aditivo de la gasolina y la gran capacidad de producción de granos del cinturón de maíz del Medio-Oeste estadounidense,

redujeron el coste de oportunidad de los consumidores finales de consumir mezclas frente a gasolina pura, especialmente donde la localización geográfica permitía que el etanol sea más competitivo que otros aditivos.

La búsqueda de aditivos distintos al etanol en los Estados con menos recursos agrícolas para producir etanol, sumado a las dificultades técnicas, logísticas y de distribución que presentaba el uso del etanol para la industria del refino, daba cuenta del alto coste de producción fuera de la región del Medio-Oeste. Así, fuera del Cinturón de Maíz Estadounidense se desarrollaría otro aditivo que sería la competencia del etanol carburante, el Tetraetilo de plomo, el cual terminaría convirtiéndose en el aditivo más usado en mezclas con la gasolina, desplazando del mercado al etanol durante las décadas siguientes a la post guerra (US-EPA, 2012a). Sin preocupaciones por los costes externos de las emisiones de gases contaminantes, como el monóxido o el dióxido de carbono debidas al uso de plomo, el etanol como aditivo de la gasolina no era una opción económica para la industria del refino, y fue progresivamente perdiendo cuota de mercado hasta desaparecer iniciado el periodo de la postguerra (US DOE, 2013b).

-Periodo de la post guerra (1945), hasta la segunda crisis del petróleo (1973): Escenario de Cooperación negativa para el consumo de etanol carburante: (-) Estado (-) consumidores finales

Tras el fin de la Segunda Guerra Mundial, el etanol carburante, que había sido relativamente un recurso alternativo, aunque poco competitivo, desaparece del mercado al no poder competir con la abundancia y bajos costes de producción de los derivados del petróleo y al ser desplazado del mercado de aditivos por el Tetraetilo de Plomo. Durante este periodo, el interés de los consumidores finales de carburantes en la adopción de políticas para fomentar el uso de biocarburantes fue mínimo. La estabilidad de los precios del petróleo y el inicio de los años dorados de petróleo barato y abundante eran desincentivos suficientes para apoyar algún tipo de política en favor de carburantes alternativos de biomasa por parte del gobierno.

El mercado funcionaba perfectamente para los países consumidores, debido en gran medida al control de los flujos de crudo por parte de la IOCS estadounidenses y europeas, así como la relativa estabilidad en las relaciones políticas con los países productores. La matriz energética mundial basada en el uso del petróleo, había desplazado como primera fuente de energía al carbón. La mayoría de los sectores de la economía estadounidense dependían del petróleo, y el desarrollo de muchos sectores industriales, como la industria automotriz estadounidense, había crecido significativamente sobre la base de una fuente de energía primaria abundante y económica (Stevens P. , 2009).

Tampoco los problemas medioambientales alcanzaban el interés de las instituciones de gobierno como para fomentar el uso de aditivos alternativos al plomo, que abriera las puertas a los oxigenantes de biomasa como el etanol, o inclusive al MTBE derivado del gas natural. En este contexto, el gobierno estadounidense no tenía ningún motivo por el cual pensar en promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía; el enfoque de la política energética era promover un suministro estable y económico de productos energéticos que alimentara la economía, fomentando la producción nacional y las importaciones de crudo (Lazzari, 2006a).

En estas circunstancias era imposible plantearse una política de diversificación energética, y las relaciones entre los consumidores finales de carburantes fósiles y el Estado federal se caracterizaron durante este periodo por la cooperación para la minimización del uso de biocarburantes en el mercado.

*-Periodo del año 1973 hasta 2002. Escenario de conflicto para el consumo de etanol carburante.
(+)Estado (-) Consumidores finales*

Durante los años 1970s la política energética inició un periodo de cambios importantes promovidos por el alto coste para el presupuesto federal derivado de las subvenciones a la industria del petróleo, los aspectos redistributivos de la economía, la entrada en escena de los costes externos derivados del uso de carburantes fósiles, así como los cambios drásticos en el mercado internacional de la energía. Estos factores promoverían el inicio del apoyo político al desarrollo de nuevas fuentes de energía, las que encontrarían un estable y progresivo apoyo en el desarrollo de la política medioambiental.

A pesar del drástico incremento de precios en el mercado internacional de crudo, los consumidores finales de carburantes estadounidenses durante los años 1970s tendrían el apoyo federal mediante una política de intervención en los precios de la gasolina que los mantuvo cubiertos de los efectos del incremento de los precios en el mercado internacional. Como resultado de la política federal de control de precios, los precios promedio del petróleo se mantuvieron generalmente entre 3 y 5 USD por barril por debajo de los niveles de mercado (Kalt, 1981). Aun con el abrupto incremento de los precios en 1979, los precios para los consumidores finales de carburantes no reflejaron el aumento del coste de la energía. Así, como producto del control de precios los consumidores finales recibirían una transferencia estimada de entre 5000 y 12.000 millones USD anuales, lo suficiente para mantener la demanda a los niveles previos a la crisis (Lazzari, 1990).

En este contexto, la política medioambiental de control de la contaminación en el sector del transporte permitió recuperar el uso energético del maíz, y el uso de etanol como aditivo de la gasolina en reemplazo del Tetraetilo del plomo. Las preferencias de los consumidores condicionadas por las limitaciones de los vehículos en relación con el uso de otros carburantes alternativos solo podían reflejar el beneficio o coste de las políticas de uso de porcentajes minúsculos de mezclas de etanol con gasolina, con el objeto de reducir las emisiones de gases y partículas contaminantes a la atmósfera.

Como hemos mencionado en el capítulo III, el consumo de carburantes renovables en EEUU está estrechamente relacionado desde sus orígenes con el desarrollo de la política medioambiental, especialmente con medidas vinculadas a los problemas de contaminación del aire y que posteriormente evolucionarían hacia a la lucha contra el cambio climático y la seguridad energética. Estas políticas, basadas en regulaciones de tipo mandato y control, abrieron las puertas al uso de oxigenantes como el etanol de maíz, pero también al MTBE obtenido de gas natural, entre los principales aditivos a la gasolina. Así, el mercado de oxigenantes, basado en un sistema de control de la contaminación, le daría el impulso inicial al consumo de etanol en el transporte, tras décadas de haber desaparecido del mercado.

-El Etanol como aditivo oxigenante de los carburantes y política medioambiental

Desde la promulgación de la “Clean Air Act-CAA” (CAA) de 1970, el control de la contaminación atmosférica abrió las primeras brechas para la utilización de etanol carburante en el transporte rodado. Desde los años 1920s el plomo había sido utilizado para incrementar el octanaje de la gasolina. Con las modificaciones introducidas por esta legislación, en el marco de los programas de control de contaminación del aire de la Agencia de Protección Medioambiental (EPA), se expandían notablemente el rol de los estándares de calidad del aire (NAAQS) estableciéndose estándares para el óxido sulfúrico, el óxido nitroso, monóxido de carbono, los oxidantes (ozono), y demás partículas suspendidas en la atmósfera. En el caso del plomo, se estableció un límite desde 1978. (US-EPA, 2012a)

Las modificaciones introducidas por la CAA de 1970 también permitían la regulación de los aditivos para carburantes. Así se estableció un calendario de reducción de los aditivos basados en plomo, mientras que se requería a la industria automotriz diseñar y fabricar vehículos que puedan operar con carburantes sin o con bajo contenido de plomo. La legislación requería que todas las estaciones de gasolina de determinado tamaño ofrezcan al menos gasolina sin plomo con un octanaje mínimo de 87 grados para julio de 1974.

Además del incremento de unidades de conversión y el desarrollo de nuevos catalizadores, dentro de los productos desarrollados por la industria del refino para sustituir el plomo como aditivo de la gasolina se encontraba el MTBE. Aunque el MTBE sería el producto de mayor uso en el mercado de aditivos para la gasolina, otros aditivos comenzaron a utilizarse como sustitutos al plomo, entre estos el etanol carburante obtenido de maíz.

El resultado de la regulación medioambiental fue una significativa reducción del plomo y la expansión de la gasolina sin plomo en el mercado de carburantes. Durante los seis años que siguieron a la aplicación efectiva de las regulaciones de la CAA de 1974, la producción de gasolina sin plomo creció hasta llegar a representar el 27 % de toda la gasolina producida en el país en 1980, creciendo más en los años siguientes hasta alcanzar el 98 % del total de la gasolina producida en EEUU en 1992. Este incremento sustancial de la gasolina sin plomo favorecería en consecuencia la expansión del uso de los aditivos sustitutos al Tetraetilo de plomo, como el MTBE y en menor medida al el etanol.

-Fiscalidad favorable al etanol

La relación entre el MTBE y el etanol estaría determinada por las fuerzas del mercado, pero también por las políticas y regulaciones aplicadas, directa o indirectamente, en los mercados de oxigenantes. La producción de MTBE, que era en general obtenido de una reacción química entre el isobutileno y el metanol (obtenido de gas natural), representaba menores costes de producción y tenía la ventaja de ser un producto desarrollado por la propia industria del refino de petróleo. Por el contrario, el etanol carburante era un producto que era obtenido de biomasa, especialmente de maíz, y cuyos costes de utilización eran mayores principalmente en los Estados que estaban alejados de la región del Medio-Oeste estadounidense donde era producido.

Así, para hacer más competitivo el etanol carburante en el mercado de oxigenantes, el gobierno federal estableció una fiscalización diferenciada entre la gasolina que usaba oxigenantes de origen

alternativo y renovable como el gasohol, y la gasolina que usaba MTBE u otros aditivos obtenidos de fuentes primarias fósiles. Esta política de diferenciación fiscal en materia de carburantes fue aplicada desde la *"Energy Tax Law"* de 1978, y consistía en una reducción en el impuesto selectivo federal aplicado a gasolina, cuando esta era mezclada con etanol y en razón de la proporción del contenido del biocarburente en la mezcla. Esto reducía generalmente el impuesto a la gasolina mezclada con etanol haciéndola más competitiva en el mercado minorista gasolinas de alto octanaje.

Esto, sumado al incremento de los aranceles desde 1980, favorecería el incremento de la producción de etanol de maíz y, en consecuencia, el suministro de oxigenantes de las gasolinas para los programas de control de la contaminación del aire administrados por la Agencia de Protección Medioambiental-EPA. Estas ayudas, que en teoría eran extensibles al MTBE, en la práctica solo beneficiaron a la producción de etanol carburante, dado que el MTBE era obtenido por lo general de gas natural y los incentivos fiscales excluían expresamente a los oxigenantes obtenidos de combustibles fósiles. Aún con estas medidas el aditivo más utilizado por la industria del refino era el MTBE.

Tras la eliminación de los controles de precios a inicios de los años 1980s sobrevendría un declive de precios del petróleo que favorecería tanto los intereses de los consumidores finales como del Estado regulador. El repliegue de las políticas de diversificación de suministro durante los años 1980s sería consecuencia de la caída de los precios del petróleo, mientras que el mantenimiento de algunas medidas de consumo de biocarburentes se explicaría por el fortalecimiento de la política medioambiental durante los años 1990s, y en menor medida como una forma de apoyo al sector agroindustrial del maíz.

A pesar de los bajos precios del petróleo observados durante los 1990s, la demanda regulada de etanol carburante fue fortalecida por el progresivo endurecimiento de la política medioambiental aplicada en el sector transporte, vinculada específicamente al consumo de aditivos sin plomo para reducir las emisiones contaminantes apoyadas mediante incentivos fiscales en favor del uso del etanol obtenido de maíz. Desde el punto de vista de los consumidores finales de biocarburentes, el bajo precio de los carburantes durante este periodo influenciaría negativamente las preferencias condicionadas por los vehículos en relación con la expansión del uso de aditivos con fines medioambientales, dado que un incremento de las mezclas incrementaba el precio minorista de los carburantes en bomba.

Como hemos observado en el capítulo III, con la *"Clean Air Act"* de 1990 se establecieron controles más estrictos sobre la contaminación, especialmente para reducir los niveles de contaminación de las fuentes móviles. Las enmiendas serían implementadas por la EPA en determinadas fases entre el año 1992 y el 2000. Cuatro grandes programas para la reducción de emisiones nocivas generadas por los carburantes de carretera, entrarían en efecto entre noviembre de 1992 y enero de 1996. Entre las más relevantes para el uso del etanol carburante estaba el *"Oxygenated Fuels Program"* que establecía una obligación sobre toda la gasolina comercializada desde 1992 en 39 áreas del país, debía contener al menos un 2,7 % de oxígeno con el fin de reducir los niveles de monóxido de carbono generado al encender el motor. Asimismo, el programa RFG o de gasolina reformulada establecía desde 1995, una prohibición en 9 áreas metropolitanas con los peores problemas de contaminación por ozono, del incremento en emisiones de óxido nitroso y se exigía además una reducción durante todo el año de los contaminantes tóxicos del aire, hasta alcanzar una reducción

total de hasta un 20 % para el año 2000. Con este fin se limitaba el uso del benceno a un máximo de un 1 % por volumen, al mismo tiempo que establecía un mandato obligatorio de contenido de oxígeno de al menos un 2 %, excluyendo el plomo y el manganeso.

Otras medidas para incrementar la demanda de etanol fueron establecidas durante los años 1990s. La *"Energy Policy Act"* de 1992, que estaba enfocada en la reestructuración de los mercados de energía en EEUU, en los programas de eficiencia energética y en el uso comercial de carburantes alternativos y energía renovables, establecía una obligaciones de uso de carburantes alternativos en las flotas públicas del gobierno federal, así como en las flotas privadas de automóviles y camiones, para reducir el consumo de petróleo en el transporte rodado. Para esto se estableció un objetivo de penetración de carburantes no derivados del petróleo de 30 % para el 2010. Entre los principales carburantes alternativos para la sustitución de los derivados del petróleo se encontraban el gas natural, la electricidad, el metanol, el etanol carburante y otros combustibles líquidos derivados del carbón. De acuerdo con el DOE (2012), todos los sectores de la economía, experimentaron en su momento cambios en el tipo y la cantidad de energía utilizada y necesitada. Las medidas establecidas en la EPACT-1992 daría lugar a cambios en el uso del petróleo, pero estos cambios tomarían años en desarrollarse. Asimismo, las importaciones de petróleo continuarían representando una significativa parte del suministro nacional en el futuro, en tanto la producción doméstica continuaba mostrando una senda de estancamiento, influenciada por los bajos precios de la energía.

Aun cuando la política medioambiental y energética aplicada sobre el mercado de biocarburantes durante este periodo, ha sido favorable al consumo de etanol en relación con los productos energéticos competidores (como el MTBE), las medidas de apoyo al sector del etanol (y al sector agroindustrial del maíz) tras la caída de precios del petróleo y la relativa estabilidad en el mercado de crudo sobrevenida desde 1986 hasta el año 1999 representarían un coste en relación con las preferencias de los consumidores de carburantes, por lo que podemos considerar que durante este periodo la relación entre los consumidores finales de carburantes y el Estado federal fueron, en relación al consumo de biocarburantes, predominantemente de conflicto.

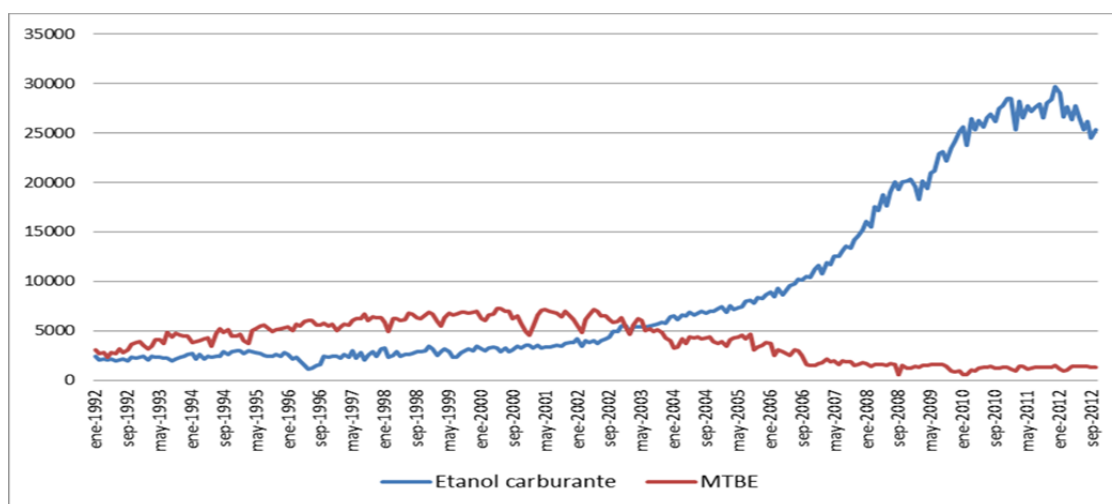
-Periodo de 2002 a 2010. Periodo de Cooperación positiva (+) para el consumo de etanol carburante. (+) Estado (+) Consumidor final

Las relaciones de conflicto entre el gobierno federal y los consumidores finales por la implementación de políticas medioambientales en favor del etanol pasarían a ser relaciones de cooperación principalmente por la nueva tendencia al alza en los precios del petróleo desde inicios de la década del 2000. La convergencia de intereses en relación a la producción y estabilización del suministro de etanol carburante, entre el Estado y el sector agroindustrial, expandiría la oferta en el mercado, mientras que el afianzamiento de los incentivos establecidos para la demanda de etanol carburante con fines medioambientales daría lugar a un incremento abrupto del consumo de etanol carburante durante este periodo, estando gran parte de la expansión de este consumo en estrecha relación con la reducción del consumo de MTBE en el mercado de oxigenantes para gasolina.

La política medioambiental estatal favorecería en gran medida la expansión del etanol carburante como aditivo de la gasolina durante este periodo. La prohibición del uso del MTBE como aditivo de la

gasolina permitiría que el etanol carburante ganara gradualmente casi toda la cuota de mercado del MTBE, teniendo en cuenta que desde la política de sustitución del plomo como aditivo de carburantes, así como durante la vigencia de los programas de oxigenación y de gasolina reformulada, el MTBE había estado siempre por encima de la cuota del etanol en el mercado de oxigenantes de la gasolina.⁸⁵⁹ Este cambio progresivo en el uso del MTBE al uso del etanol carburante contribuyó además a la reducción de la producción de las refinerías de petróleo.⁸⁶⁰

Gráfico V – 15: Evolución de la participación en el mercado de oxigenantes: MTBE vs. Etanol.



Fuente: Elaboración propia partir de *Energy Information Administration-EIA/DOE* (2013)

En el gráfico V-15 podemos observar la caída de la cuota de MTBE y la expansión sobrevinida del etanol carburante en el mercado de oxigenantes estadounidense desde 1992 hasta la fecha. La pugna por la eliminación de los programa de oxigenación de la gasolina que habían favorecido a la industria de etanol en perjuicio de la industria de MTBE, terminaron por establecer un estándar de mayor envergadura que los programas de oxigenación, el RFS1 de la EAct-2005.

Además, en paralelo a la introducción del Crédito Volumétrico contra el impuesto selectivo a los biocarburantes-VEETC, se flexibilizaría el uso de los incentivos fiscales por los productores, al eliminarse la restricción que limitaba el uso de los incentivos fiscales solamente para mezclas de proporciones del 10 %, 7,7 y 5,7 % de etanol en gasolina. Esto permitiría a los mezcladores utilizar los incentivos fiscales de acuerdo a la propia capacidad de mezcla de sus instalaciones, favoreciendo el incremento de las mezclas y finalmente una mayor expansión de la demanda.

Aunque fue el punto de partida para la expansión del consumo, no solamente la prohibición del MTBE daría lugar a un incremento de la demanda de etanol carburante durante este periodo; de hecho, el establecimiento del “*Renewable Fuel Standard*”-RFS-1 daría lugar a una mayor expansión del consumo de etanol carburante en un contexto de incremento progresivo de los precios del

⁸⁵⁹ Como se ha hecho mención en el Capítulo III, en 1999, el estado de California, establece una prohibición del uso del MTBE que se haría efectiva desde el año 2003. Una serie de problemas de contaminación de las aguas profundas a causa del uso del MTBE como oxigenante de gasolina habrían sido el motivo de que California sacara del mercado al aditivo, que todavía seguía siendo más competitivo que el etanol de maíz. Los problemas de contaminación de las aguas profundas por MTBE, se extenderían a otros Estados durante este periodo resultando en el establecimiento de prohibiciones del uso del aditivo en 25 Estados más.

⁸⁶⁰ Ver: DOE (2013)

crudo. El RFS-1 derogaba los programas de oxigenantes establecidos en el marco de las políticas medioambientales establecidas por la “*Clean Air Act*” de 1990, y establecía en su lugar un calendario de obligaciones de consumo mínimo de carburantes renovables en el transporte rodado, que iba de 4000 millones de galones en 2006 a 7500 millones en 2012.

Como el etanol carburante de maíz era el único oxigenante en el mercado (tras la prohibición del MTBE) con la capacidad física de incrementar los niveles de producción requeridos por el RFS-1, el peso del nuevo nivel de demanda de carburantes renovables en el transporte recaería casi en su totalidad, en el biocarburante de maíz. La expansión del consumo de etanol no solamente se convertiría en una salida muy oportuna a los problemas de sobreproducción y caída de los precios de los granos del sector agroindustrial, sino también una política de precios favorable para los consumidores finales de biocarburantes.

*-Periodo de 2010 a la actualidad. Periodo de Conflicto para el consumo de etanol carburante: (-)
Estado (+) Consumidor final*

El ritmo de expansión de la demanda de etanol de maíz en el mercado de carburantes estadounidense se ha visto afectado por ciertas decisiones regulatorias relacionados con el nivel de mezclas en los vehículos, en el marco de un nuevo sistema de incentivos en favor de la expansión futura de la demanda de biocarburantes avanzados y en detrimento del etanol de maíz. Como hemos analizado en el capítulo III, uno de los cambios más significativos introducidos por el RFS-2 en EEUU lo constituye el Análisis de Ciclo de Vida para las emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones de GEI de los combustibles renovables cualificados deben ser menores que el promedio de emisiones de GEI en 2005, en relación con la gasolina y el diésel desplazados. Cuatro diferentes umbrales de reducciones son requeridos para las cuatro categorías de biocarburantes, y dependiendo del nivel de reducción de emisiones su valor para el cumplimiento de los objetivos de uso sería mayor o menor, o inclusive nulo.⁸⁶¹

El nuevo marco regulatorio de la EISA establecía que el uso de etanol de maíz estaría limitado para cumplir con el nuevo RFS-2, lo que afectaría finalmente el consumo final del biocarburante. Aunque el etanol de maíz era reconocido como carburante renovable, con el RFS-2 se intentó que el mandato de uso de biocarburantes promoviera la inclusión de biocarburantes más avanzados y que se redujera el empleo del etanol de maíz considerado habitualmente como un biocarburante de primera generación, dado que no presentaba muchas ventajas medioambientales en términos de su balance de emisiones a lo largo del ciclo de vida. Para esto se estableció un tope en el volumen de etanol de maíz producido para cumplir con el RFS, sobre el cual el etanol producido a partir de este cultivo energético no serviría para cumplir con las obligaciones de uso, por lo que tales excedentes quedarían fuera del programa RFS-2 o, lo que es lo mismo fuera del mercado. El límite para 2010 sería establecido en 12000 millones de galones, y de 15000 millones desde 2015 en adelante.

⁸⁶¹ La EPA se encargaría de evaluar la cantidad agregada de emisiones de GEI mediante el uso del modelo LCA que incluye tanto las emisiones directas como las indirectas (cambios en el uso de la tierra), por las que atraviesa todas las etapas de producción y distribución del carburante y la materia prima, desde la generación de la materia prima o su extracción a través de la distribución, entrega y uso del producto por el consumidor final, donde los valores de la masa para todos los GEI son ajustados para contabilizar su relativo potencial de calentamiento global.

De la misma forma que la política medioambiental fomentó el despegue de la industria del etanol, al crear un mercado de oxigenantes, y prohibiera el uso del MTBE años después, incrementando la cuota de mercado del etanol, la política medioambiental sería también la base sobre la que se justificaría el freno a la expansión del etanol de primera generación algunos años después. Esta situación, en el contexto de incremento de precios del crudo, describe un nuevo escenario de conflicto entre el gobierno federal y los consumidores finales de carburantes. Estos nuevos instrumentos de mandato y control aplicados al mercado de carburantes han estancado la expansión del consumo de etanol carburante, al limitar el uso del etanol derivado de maíz para el cumplimiento de los objetivos de política energética y medioambiental regulados por el RFS-2. El poco desarrollo de la industria de carburantes avanzados, como el etanol de celulosa, ha impedido alcanzar los objetivos de uso establecidos en la EISA, siendo más de una vez reformulados por la EPA ante su escasez en el mercado, situación que también ha afectado al consumo total de etanol.

De acuerdo con Schnepf y Yacobucci (2013), los costos actuales de producción de los carburantes avanzados, como el etanol de celulosa y el biodiesel obtenido de algas, son tan altos que solo serían comercialmente viables ante un gran incremento de los precios actuales del petróleo y ante un considerable salto tecnológico que redujera el coste de los procesos de producción. Sin una notable reducción en los costes de producción, la expansión de las obligaciones de uso de estos carburantes avanzados podría conducir a un incremento mayor de los precios de las mezclas carburantes afectando a los consumidores finales. Los autores sugieren que un impuesto al carbono sobre los carburantes fósiles podría nivelar la competitividad de los biocarburantes de segunda generación y favorecer un cambio hacia estas nuevas tecnologías de sustitución a pesar de sus altos costes, dado que presentan un menor nivel de emisiones a lo largo de su ciclo de vida.⁸⁶²

Con un incremento de los precios del petróleo como el observado a los largo de la última década, las mezclas con etanol han tenido un efecto de contención del incremento de precios de los carburantes, y esto ha reducido el coste de oportunidad de los consumidores finales en relación con el incremento de las mezclas de gasolina con etanol. Por el contrario, la limitación del uso del etanol carburante y la promoción de tecnologías más avanzadas pero comercial y competitivamente inmaduras, ha sido una elección regulatoria que podría incrementar el riesgo de precios para los consumidores finales.

Además de las restricciones impuestas a cumplir el RFS-2 con etanol de maíz, la expansión del consumo de etanol carburante en EEUU mediante el incremento del uso de mayores proporciones de etanol ha estado sometida al problema del muro de mezcla, o *"Blend Wall"*. El muro de mezcla constituye una restricción basada en los estándares de consumo de carburantes regulados por la EPA, que impide a los vehículos con cierta antigüedad consumir biocarburantes más allá de un contenido del 10 % en mezcla con gasolina. Esta restricción sobre los dispositivos de consumo ha

⁸⁶² Una barrera a la expansión del consumo de etanol carburante es que una gran parte de los vehículos convencionales no pueden consumir etanol en una proporción mayor al 10 %. El *"Blend Wall"* constituye un límite superior del 10 % de mezcla equivalente a 13 billones de galones, una cantidad menor que la establecida por el RFS-2 para el 2013. Para incrementar el consumo de etanol se deben expandir las mezclas por encima de este límite, en un 15 % o 20 %. La EPA ha permitido expandir las mezclas al 15 % para los vehículos de gasolina (de pasajeros, camiones ligeros y utilitarios deportivos) fabricados a partir de 2001, un 62 % de los vehículos de pasajeros para el año 2010. Esta medida se encuentra también condicionada a una serie de cambios a nivel logístico, de distribución y comercialización que deben efectuarse antes de que muchas más estaciones de servicio empiecen a vender E15.

condicionado las preferencias de los consumidores finales, en relación con un mayor nivel de mezclas, impidiendo una expansión mayor del consumo. Aunque, recientemente la EPA ha cambiado el estándar para incorporar un 15 % de etanol en mezcla para los vehículos producidos desde 2001, todavía el nuevo estándar no se refleja en el incremento del consumo. Esto se puede deber a una serie de barreras en la cadena de distribución del biocarburante que resultan en serios obstáculos para expandir el mercado de estas mezclas. La expansión del consumo hasta cubrir los objetivos establecidos en el RFS-2 para el etanol de maíz puede alcanzarse en tanto las mezclas E15 lleguen sin dificultades a los consumidores finales. En ausencia de un mercado de mezclas E15, el problema del muro de mezcla de 10 % podría seguir afectando la expansión del mercado del etanol en los años siguientes. A menos que se cubran con importaciones o que el cumplimiento de unas cuotas se realicen mediante el consumo de otros biocarburantes como el biodiesel, esta restricción puede impedir de facto el cumplimiento de los objetivos de consumo de biocarburantes en el transporte.

Este nuevo escenario de consumo estará muy ligado al desarrollo de nuevas tecnologías de carburantes renovables y otras políticas de diversificación y sustitución de carburantes fósiles, que tiene un espectro mucho más amplio que el previsto en las políticas aplicadas en periodos anteriores, como las de fomento de biocarburantes de primera generación como el etanol obtenido del maíz. En tanto los costes de producción no se reduzcan y las prohibiciones se mantengan, consideramos que la expansión de la demanda de biocarburantes quedará estancada a los niveles establecidos por la regulación y por el muro de mezcla, y en tanto los precios en los mercados de productos energéticos continúen una tendencia creciente los consumidores finales y el gobierno federal permanecerán en una relación de conflicto en relación con el coste de la política de uso de biocarburantes establecida para el mediano plazo.

V.2.4.4. Contrastación empírica de las hipótesis sobre el consumo de etanol carburante en EEUU

De acuerdo con las hipótesis planteadas en el punto anterior, el desarrollo del consumo de etanol carburante en EEUU se corresponde con cinco periodos caracterizados por unos escenarios de cooperación y conflicto entre el Gobierno Federal de los Estados Unidos y los consumidores finales de carburantes. La evolución de estos escenarios de cooperación y conflicto han dado lugar a una serie de cambios en los modelos regulatorios aplicados durante el periodo analizado. Esta contrastación empírica busca analizar hasta qué punto los escenarios donde interactúan los mercados relevantes con las políticas y los cambios regulatorios incidentes en el sector de los biocarburantes, se corresponden con la forma como se ha desarrollado el consumo de etanol en EEUU. En la tabla V-18 podemos observar la estructura de la hipótesis explicativa del desarrollo del consumo en EEUU.

Tabla V- 18: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en EEUU

Periodo	Estado-Regulador	Consumidor final	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1900-1945	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1945-1973	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
1973-2002	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas

2002-2010	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2010-2013	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de EEUU

Como en los casos anteriores, hemos considerado conveniente analizar la correspondencia de los escenarios con la serie temporal de consumo de etanol, estableciendo como fecha de inicio de la intervención, el año en que el escenario cambia su estructura básica. Reordenando la información anterior, las hipótesis relativas a los efectos impuestos por los cambios de escenarios de cooperación y conflicto sobre el consumo de etanol carburante quedaría determinada de la manera expuesta en la Tabla V-19.

Tabla V – 19: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución del consumo de etanol carburante en EEUU

Años de inicio del cambio	Sentido del cambios de escenario	Efectos en la producción
1945	Conflicto (-) (+) → Cooperación (-)	Contracción abrupta
1973	Cooperación (-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
1986	Conflicto (-) (+) → Conflicto (+) (-)	Expansión moderada
2002	Conflicto (+) (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2010	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Contracción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de EEUU

Para efectuar el análisis de la intervención sobre la serie temporal de consumo de etanol carburante en EEUU, hemos utilizado una serie temporal conformada por 40 observaciones anuales sobre el consumo de etanol de maíz en el mercado estadounidense, recogidos del “*United States Department of Agriculture*”-USDA y de la “*American Corn Growers Association (ACGA)*”

Después de estudiar la idoneidad de los modelos candidatos para el análisis de intervención, consideramos que la explicación del comportamiento de la serie temporal de consumo de etanol resulta consistente cuando utilizamos un Modelo Autorregresivo de orden (2) AR (2, 0, 0) con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) para la serie de consumo de etanol carburante en EEUU		
Efecto tipo rampa o Tendencia	2002	2010
Efecto tipo Impulso	2008	

Los resultados que ofrece el análisis de residuos y autocorrelaciones, así como los test de ruido blanco (*Ljung-Box chi square statistics*) y el test de raíces unitarias para evaluar la estacionaridad del Modelo (*Augmented Dick-Fuller Test*), son adecuados y compatibles con la consistencia del modelo. Una vez observado el cumplimiento de las condiciones mínimas de consistencia e idoneidad del modelo podemos analizar la estimación de los parámetros de intervención.

La estimación de los parámetros de intervención en el análisis de la serie temporal de consumo de etanol en EEUU arroja los resultados presentados en la Tabla V-20.

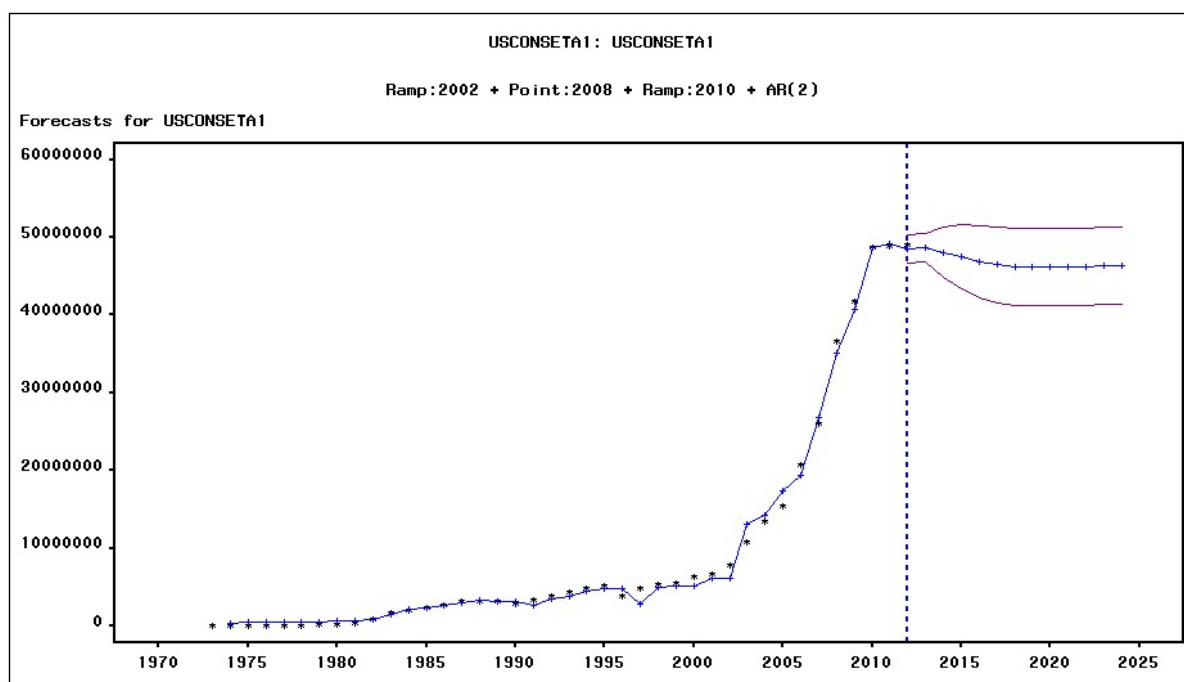
Tabla V – 20: Estimación de los Parámetros de intervención. Serie temporal de consumo de etanol en EEUU

Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) + intervenciones tipo rampa en 2002 y 2011				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Probabilidad > :T:
Constante	2703411	903297	2,9928	0,0052
Autorregresivo, Retardo 1	1,41126	0,1374	10,2745	<.0001
Autorregresivo, Retardo 2	-0,58744	0,1370	-4,2878	0,0001
Efecto tipo rampa 2002	5472812	305432	17,9183	<.0001
Efecto tipo rampa 2010	-5476393	1038272	-5,2745	<.0001
Efecto tipo impulso 2008	2997257	507270	5,9086	<.0001
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	8,9642E11	*	*	*

Rango del ajuste: 1973 a 2012

La representación gráfica de la modelización de la serie temporal de consumo de etanol en EEUU se puede observar en el gráfico V-12.

Gráfico V – 11: Modelización de la Evolución del consumo de etanol carburante en EEUU



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Los resultados del análisis de intervención muestran una considerable significatividad y coherencia de los efectos de las tres intervenciones analizadas. En el caso del efecto rampa estimado en 2002 los resultados arrojan un considerable impacto del cambio de un escenario de conflicto a uno de cooperación, que es coherente con la hipótesis de que un escenario de cooperación favorecería una expansión abrupta del consumo del biocombustible de maíz en EEUU. Asimismo, el efecto tipo rampa de 2010 indica un considerable cambio de la tendencia del consumo de etanol, mostrando un considerable declive del consumo en relación con la tasa de crecimiento de esta variable en el periodo anterior. Este resultado es coherente con la hipótesis de que el paso de un escenario de

cooperación positiva a uno de conflicto tendría un efecto contractivo en el consumo de etanol carburante en el mercado de EEUU, tal como se ha justificado en el desarrollo previo de las hipótesis.

En el caso del efecto impulso en 2008, a pesar de su alta significatividad este tipo de intervención no da lugar a un cambio de la tendencia de la serie, por lo que su presencia no denota ningún cambio de escenario sino más bien el efecto de una importante medida o evento que ha impactado puntualmente pero con una magnitud considerable la serie de consumo. En el caso concreto de esta medida en relación con el consumo de etanol carburante de maíz, se trata de la aplicación del estándar RFS-2 y sus efectos expansivos inmediatos en el consumo del etanol en el mercado de EEUU.

Como hemos podido observar, los resultados del análisis de intervención son compatibles con las hipótesis desarrolladas para explicar la evolución del consumo de etanol carburante en EEUU, por lo que no se puede rechazar la hipótesis de que la evolución del consumo de etanol carburante en EEUU durante los periodos analizados se corresponden con los escenarios de cooperación y conflicto planteados para el explicar el desarrollo del sector de los biocarburantes en EEUU.

V.2.5. Análisis empírico de la regulación del mercado de biocarburantes en la UE

De acuerdo con nuestro marco general de análisis, identificaremos a continuación cómo se desarrollan los escenarios de cooperación y conflicto sobre la base de los cuales plantearemos las hipótesis sobre el desarrollo del mercado de biocarburantes en la UE. Luego de haber definido las hipótesis explicativas en términos de escenarios de cooperación y conflicto, contrastaremos empíricamente dichas hipótesis mediante el análisis de intervención de las series temporales de producción y consumo de biocarburantes de forma integrada en el mercado europeo.

V.2.5.1. Hipótesis sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE

En esta primera parte desarrollaremos los escenarios de cooperación y conflicto correspondientes a la evolución del mercado de biocarburantes en la UE, para luego poder contrastar estos planteamientos con las series temporales de producción de etanol y de biodiesel que marcan la evolución del mercado europeo.

-Periodo desde las post guerra hasta la crisis del petróleo. Escenario de Cooperación negativa para la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE: (-) Estado Regulador⁸⁶³ (-) Sector Agroindustrial.

Durante este periodo, al igual que en el caso de EEUU, en la UE el petróleo se había consolidado como la principal fuente primaria de energía sobre la que se estructuraba la matriz energética europea. En el sector del transporte era prácticamente la única fuente de suministro utilizada durante este periodo. La elasticidad precio de la demanda de carburantes derivados del petróleo (gasolina diésel) era muy baja pero, como en el caso estadounidense, la abundancia de crudo a precios estables y el control vertical de la producción por parte de las Compañías Internacionales Occidentales eran grandes desincentivos para el desarrollo de una política energética enfocada hacia la seguridad y diversificación de fuentes primarias de energía, que abriera la puerta a uso de biocarburantes u otros carburantes alternativos (Adelman, 2002).

Asimismo, las Comunidades Europeas estaban en un proceso político formativo. Como ya hemos revisado en el capítulo IV, los tratados fundacionales excluyeron a los hidrocarburos y las energías renovables de la política común aplicada al sector de la energía. El mercado del petróleo no necesitaba de una política energética común que lo dirigiera, porque funcionaba relativamente bien de forma descentralizada, mientras que las relaciones entre las IOCS occidentales y los países consumidores más industrializados eran de absoluta cooperación. Un suministro estable y económico de derivados del petróleo, era suficiente para dejar que el mercado marcara el paso de la política energética en Europa y en otras partes de mundo moderno e industrializado. No olvidemos que la reconstrucción europea fue en gran medida impulsada por un suministro estable de energía basado en petróleo barato (Stevens P. , 2010).

Aun cuando, al final de este periodo hubo cortes significativos de suministro debido principalmente al conflicto árabe-israelí, y que estas alertas llevaran a que instituciones de la Comunidad Europea se

⁸⁶³ Cuando hablamos de Estado Regulador en la UE, nos referimos a las instituciones que gobiernan la Unión Europea teniendo en consideración el carácter intergubernamental de su estructura política.

pronunciaran sobre el riesgo y el impacto de los cortes de suministro de sobre la economía de los Estados miembros europeos, durante este periodo no se desarrollaron medidas comunes para la reducción de la dependencia de las importaciones de petróleo, como parte de una política energética común para Europa en este sector de los carburantes fósiles. Ante la ausencia de una planificación conjunta para el largo plazo, las Comunidades Europeas quedaban expuestas a las relaciones entre los países productores “*host countries*” y las IOC. Sin embargo, durante este periodo se dejó al mercado europeo de carburantes funcionar libremente, aun con el incremento de los potenciales riesgos de suministro, especialmente acaecidos a finales del periodo (Van der Linde, 1991).

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, tampoco había incentivos para destinar parte de la producción agrícola a los mercados energéticos de carburantes alternativos para el transporte, simplemente porque los mercados de biocarburantes no existían, y porque no habían expectativas de alguna política en favor de su desarrollo. La ausencia de oferta se debía no solo a que no existiera demanda ni voluntad política en el seno de la Comunidad Europea para su “creación artificial”, sino también por el elevado costo de oportunidad que supondría destinar la producción de cereales, sorgo o remolacha azucarera a la producción de biocarburantes, teniendo en cuenta la Política Agraria Común y los beneficios derivados de su aplicación para los agricultores, especialmente cuando los insumos agro-energéticos eran el principal objeto de las ayudas de la PAC.

La PAC, que funcionaba mediante subsidios y mecanismos de garantía de precios mínimos, buscaba incrementar el nivel de producción agrícola que había quedado mermada tras la posguerra. Para esto, el mecanismo de intervención elegido para proteger al sector agroindustrial fue la fijación de unos precios de garantía elevados (por encima del precio de mercado) y establecimiento de barreras en la frontera extracomunitaria. Con esto los productores estaban lo suficientemente protegidos de la competencia exterior, mientras que se beneficiaban de precios por encima del precio de equilibrio del mercado. Entre los principales productos protegidos estaban los cereales, tanto por su importancia en la cadena alimentaria como por estar fuertemente protegidos por los Estados miembros (Zobbe, 2001).

En este contexto consideramos que las condiciones para la producción de biocarburantes durante este periodo, estaban bastante restringidas, tanto por la situación relativamente estable del mercado de carburantes en Europa, como por la situación de la agroindustria tras la instauración del régimen de protección y ayudas a la agricultura configurado en la Política Agraria Común (PAC).

-Periodo desde la crisis del petróleo hasta 1992. Escenario de Conflicto (+) (-) para la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE: (+) Estado (-) Sector Agroindustrial

Como es evidente, la UE no estaba políticamente configurada para enfrentar de manera conjunta la crisis energética sobrevenida durante los años 1970s. La ausencia de una política de diversificación hacia fuentes alternativas de energía primaria de producción propia, estancada en gran medida por la condición relativamente estable y económica de los mercados de petróleo en el periodo anterior (y cuya prolongación asentaría la dependencia europea de las importaciones de petróleo), así como por la fragmentación de la política energética comunitaria vinculada al sector de los hidrocarburos,

se reveló como un serio problema político para los Estados miembros, reticentes a ceder soberanía a las instituciones europeas en este ámbito estratégico de la política energética, cuando las economías europeas experimentaron un proceso de inflación acompañado de recesión económica tras la guerra del “Yom Kipur” (Hellema, Wiebes, & Witte, 2004).

Aunque las instituciones comunitarias entendían que administrar la demanda de carburantes fósiles de manera conjunta y coordinada a nivel comunitario era más beneficioso que responder descentralizadamente al incremento súbito de los precios del crudo, las medidas comunitarias para enfrentar la crisis energética no pasarían de meras recomendaciones y medidas puntuales, debido en gran parte a la divergencia de intereses estratégicos en el sector del petróleo. Aun así, luego del otro shock energético de 1979, el Consejo de las Comunidades Europeas promovería un mayor acercamiento de las políticas energéticas de los Estados miembros, a la vez que “recomendaba” medidas como la reducción del consumo de derivados del petróleo, el ahorro energético, e inclusive el apoyo a las fuentes alternativas de energía (Ehlermann, 1994).

El alto consumo de gasolina en el sector del transporte rodado y las pocas alternativas de sustitución energética en relación con otros sectores era la señal inequívoca de que la alta dependencia en las importaciones de crudo sería más difícil de reducir en el transporte automotor que en sectores como el industrial o de la calefacción, donde habían más productos sustitutos. Tras varios años de negociación después de la segunda crisis del petróleo, el Consejo Europeo autorizaba el uso de biocarburantes y otros aditivos con el fin de reducir el consumo de productos energéticos importados en el transporte. Sin embargo, esta medida no fue acompañada con ninguna medida de estímulo que fomentara la producción o incentivara la demanda para los carburantes alternativos.⁸⁶⁴

Aunque era un gran paso hacia la convergencia en materia de regulación comunitaria de los mercados de productos energéticos para el transporte, todo ello no fue suficiente para afrontar la coyuntura energética sobrevenida tras la crisis. La política de protección de la agricultura en las Comunidades Europeas, dan una gran cobertura a los productores de las materias primas más utilizadas en la actualidad para la producción de biocarburantes. El diseño de la PAC, basado fundamentalmente en un sistema de apoyo a los precios, acompañados de una serie de medidas de protección y subvenciones, reducía el riesgo de mercado para los productores agrícolas europeos, y en consecuencia desestimulaba la búsqueda de mercados alternativos. Solo con el inicio de las reformas de la PAC y la mayor exposición al mercado estos incentivos cambiarían gradualmente, en razón del desarrollo de los incentivos a mercado.

La autorización de las mezclas de gasolina con aditivos carburantes alternativos al petróleo sería seguida de un periodo de bajos precios del petróleo iniciada tras el fin del ciclo de administración disciplinada de las cuotas de producción por parte de la OPEP. Esto afectaría los avances alcanzados por los Estados miembros para regular el mercado del petróleo de forma conjunta y en consecuencia desincentivaría las políticas comunitarias de promoción energías alternativas, así como la inversión privada en la producción de biocarburantes para el transporte, aun en contra de las recomendaciones de la Comisión de la Comunidades europeas.

⁸⁶⁴ Ver: *Council Directive 85/536/EEC, of 5 December 1985, On crude-oil savings through the use of substitute fuel components in petrol.*

-Periodo de 1992 a 2003. Escenario de Conflicto (-) (+) para la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE: (-) Estado Regulador (+) Sector Agroindustrial

La restitución de la confianza en que el libre funcionamiento de los mercados de petróleo mantendría estable el suministro de crudo a precios razonables restó los incentivos para promover los biocarburantes. Aun así, el desarrollo de la política medioambiental permitiría una mayor convergencia para la adopción, a distintos niveles de gobierno, de instrumentos económicos aplicables al mercado de carburantes, que junto al inicio del proceso de reforma de la PAC desde 1992, sentarían unas condiciones favorables para un proceso de penetración inicial de los biocarburantes en el mercado del transporte.

Aun con los bajos niveles de precios observados durante la mayor parte de los años 1990s, la política medioambiental de la UE iniciada desde la segunda mitad de los 1980s se consolidaría gradualmente, y esto dotaría de un nuevo impulso político al sector de los biocarburantes. La política medioambiental, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a raíz del problema global del cambio climático, se convertirían progresivamente en una prioridad política de orden comunitario. Estas preocupaciones de índole ambiental sentarían las bases para la aprobación de las directrices sobre las ayudas comunitarias en favor del medioambiente de 1994, medidas que promoverían una mayor inversión en energías renovables, como situaciones excepcionales a las reglas del funcionamiento del mercado común de la UE cuyos objetivos buscaban la internalización de los costes ambientales externalizados en diferentes sectores de la economía. De esta manera se podía diferenciar el trato de ciertos sectores en el sector energético por razones ambientales, mediante medidas revestidas de desgravaciones o exenciones fiscales (por ejemplo sobre los impuestos ambientales aplicados en algunos Estados miembros sobre los derivados del petróleo), así como ayudas al funcionamiento para la industria de producción de energías renovables (Delvaux, 2004).

Como las bases jurídicas para la regulación del sector de los hidrocarburos a nivel de la UE todavía eran endeble, una de las principales medidas de apoyo a los biocarburantes durante este periodo se fundamentó en las reglas y las competencias para armonizar el funcionamiento del mercado común, afectadas por los distintos tipos de regímenes fiscales que cada Estado miembro aplicaba a los productos energéticos derivados del petróleo. Así, en la búsqueda de la armonización de los distintos sistemas impositivos para el sector de la energía, se estableció un impuesto selectivo a los hidrocarburos a nivel comunitario desde 1992. Este impuesto no solamente establecía el mínimo impuesto selectivo aplicable por todos los países miembros de la UE, sino que permitía aplicar ciertas exenciones fiscales en razón de ciertas políticas de carácter medioambiental, políticas que finalmente favorecieron el incremento de la producción de los biocarburantes, especialmente en los Estados miembros con un alta presión fiscal sobre los derivados del petróleo. La normativa permitía la diferenciación fiscal para proyectos pilotos de productos menos contaminantes, y permitía otras exenciones o reducciones por políticas específicas de carácter medioambiental. Así, muchos Estados miembros podían vincular las exenciones fiscales a cuotas de producción de biocarburantes y la inversión en plantas de producción.⁸⁶⁵

⁸⁶⁵ Ver: Consejo de las Comunidades Europeas (1992), Directiva 92/81/CEE: relativa a la armonización de las estructuras del impuesto especial sobre los hidrocarburos

Aunque era un gran avance, la normativa no establecía una clara apuesta por los biocarburantes (por ejemplo las exenciones no se podían dar para las mezclas de carburantes fósiles y biocarburantes), probablemente por el periodo de bajos precios del petróleo por el que atravesaba el mercado mundial de crudo y la voluntad política de no encarecer los precios. Aun así, la inversión en la producción de biocarburantes se incrementó durante los 1990s, pasando muchos proyectos de la fase piloto a las fases plenamente comerciales (COM, 2001c).

Desde el punto de vista de la agroindustria europea, observamos que las expectativas de protección del sector fueron afectadas principalmente por dos eventos muy vinculados a la política de protección agraria en la UE: la reforma de la PAC de 1992 y los compromisos derivados de las negociaciones de la ronda de Uruguay (Anton, 2008). Hasta antes de la reforma de la PAC de 1992, la producción de cereales y otros productos agrícolas se incrementó notablemente impulsada por la protección vía precios de la Política Agraria Común, conduciendo entre los 1970s y 1980s a la aparición de considerables excedentes de los productos agrícolas en los mercados alimentarios. La reforma de la PAC de 1992, así como la adecuación de la PAC a la regulación del Comercio Internacional negociada durante la ronda de Uruguay, cambiarían el marco regulador de apoyo a sectores estrechamente relacionados con la producción de agro-energéticos, teniendo como uno de sus principales objetivos que los precios de los productos agrícolas de la UE se redujeran progresivamente hasta nivelarse con los precios en el mercado internacional, dentro de los cuales estaban los cereales y las oleaginosas (Muñoz del Bustillo & Bonete, 2000).

Tales reformas reducirían progresivamente el coste de oportunidad de los productores agroindustriales en favor de un mayor uso de los cereales y las semillas oleaginosas para la producción de energía. Sin embargo, los bajos precios del petróleo durante este periodo afectarían las condiciones necesarias y suficientes para un mayor apoyo político desde el gobierno al sector agroindustrial, inhibiendo una política más expansiva del uso de biocarburantes, y con esto la configuración de un escenario de cooperación positiva que favorezca un progreso considerable de la producción de etanol y biodiesel en la UE.

-Periodo de 2003 a 2010 (2011 para biodiesel). Escenario de Cooperación positiva (+) para la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE: (+) Estado Regulador (+) Sector agroindustrial

Luego de un largo periodo de bajos precios del petróleo durante los años 1990s, los precios del crudo iniciaron una nueva tendencia alcista al final de la década. Esta situación restablecería las condiciones necesarias y suficientes para la reconfiguración de las relaciones entre el sector gubernamental de la UE y el sector de la agroindustria, ajustando el coste de oportunidad de ambos actores hasta dar lugar a un escenario de cooperación positiva, conformado por condiciones regulatorias y no regulatorias favorables a la expansión de la producción de biocarburantes.

Las reformas de la PAC en la UE y los compromisos adoptados tras la Ronda de Uruguay habían cambiado las condiciones tradicionales de protección del sector agrícola, provocando una mayor apertura del mercado común a la competencia internacional, e incrementando la exposición al riesgo de los mercados alimentarios (Anton, 2008). Aunque las ayudas al sector agrícola todavía eran importantes, estaban cada vez más desvinculadas de los precios de los productos y más vinculadas a

la libertad en relación con el uso/desuso de los factores de producción, tras las reformas iniciadas desde la reforma “MacSharry” de 1992 y profundizadas desde la reforma “Fischler” de 2003 (Fischler, 2002).

Durante décadas, el sistema de protección vía precios habría elevado el coste presupuestario y dado lugar a un recurrente problema de sobreproducción de productos agrícolas, que era generalmente abordado mediante las subvenciones a las exportaciones, la generación de stocks, la destrucción de la producción o su transformación (Patterson, 1997). Este problema de excedentes de producción es uno de los problemas endémicos del sector agrario de la UE y la oportunidad de destinar la producción a nuevos mercados desvinculados de los mercados alimentarios, ha favorecido el uso de los productos agrícolas como materia prima para la obtención de biocarburantes. Por lo que desde el punto de vista del apoyo a la agricultura europea, la promoción de biocarburantes también formaría parte de la estrategia de desarrollo de la Política Agraria Común.

La convergencia en materia de diversificación energética para el transporte a nivel europeo quedaría evidenciada en el progreso de las medidas comunitarias para el fomento de las energías renovables durante este periodo, así como en el desarrollo y endurecimiento de los sistemas de fomento en cada uno de los Estados miembros. Las condiciones necesarias y suficientes vinculadas a los mercados energéticos y alimentarios, y el fortalecimiento de las políticas medioambientales impulsada por los compromisos medioambientales de la UE, integradas en el ámbito del desarrollo del mercado común de la Unión europea, favorecieron la cooperación política para el fomento de la diversificación energética sostenible y el desarrollo del mercado de fuentes de energías renovables para el transporte.

El desarrollo e implementación de instrumentos económicos y de mandato y control para consolidar el mercado, la implementación de una política de ayudas al desarrollo de las energías renovables coherentes con las reglas para el funcionamiento del mercado común, así como la política de protección en la frontera y de apoyo a la producción de cultivos energéticos desde la PAC, son el resultado del progreso y de la convergencia de intereses hacia un modelo propio en materia de política agro-energética. Estas condiciones necesarias y suficientes han dado lugar a un modelo único de promoción de renovables para el transporte, donde las medidas de fomento a nivel de la Unión Europea interactúan con los mecanismos de desarrollo del mercado de los países miembros de la UE, en un complejo sistema intergubernamental de promoción de biocarburantes que ha dado como resultado una expansión abrupta de la producción desde el inicio de este periodo.

-Periodo de 2010 a la actualidad. Escenario de conflicto para la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE (-) Estado (+) Sector agroindustrial.

Este último periodo ha significado la consolidación de una estrategia más diversificada en relación con la penetración energética de carburantes renovables en el sector del transporte. Si durante el periodo anterior, el rol fundamental de las políticas de sustitución energética en el transporte rodado le correspondía a los biocarburantes, con la reforma del marco regulador comunitario establecido principalmente con la Directiva 2009/28/EC las posibilidades de sustitución energética para el transporte se diluyen, al permitir el uso de cualquier tipo de energía renovable para cumplir con las obligaciones de un 10 % de uso de energía renovables en el transporte.

Aunque es obvio que gran parte de los objetivos de cumplimiento serán cubiertos con biocarburantes de primera generación, la certidumbre necesaria para expandir la capacidad de producción en el sector se ha visto afectada por el riesgo regulatorio, especialmente el riesgo de que se imponga un límite al uso de biocarburantes para cumplir con los objetivos vinculantes como ha sucedido en el caso del mercado de EEUU y los cambios establecidos en el R-FS2. El establecimiento de una cuota especial de energías renovables en el transporte, dentro de los objetivos de consumo de energía renovables de la UE (20% de renovables en el consumo de electricidad, calefacción y transporte), sin duda abre el mercado a tecnologías alternativas a los biocarburantes, al establecer unas cuotas vinculantes del 10 % de renovables para cada Estado miembro, pero a costa de incrementar el riesgo de inversión en el mercado de biocarburantes de primera generación. Buena parte de esta nueva visión de la política de diversificación energética en la UE está relacionada con la incertidumbre económica y los potenciales riesgos medioambientales o de seguridad alimentaria, que planteaba un desarrollo a gran escala de la producción y el consumo de biocarburantes de primera generación.

Teniendo en cuenta que la mayoría de la producción de biocarburantes en la UE son biocarburantes de primera generación y que, como en el caso de etanol carburante de Maíz en EEUU, los cuestionamientos ambientales puedan llegar a cambiar sustancialmente las condiciones regulatorias favorables a los biocarburantes de primera generación, las inversiones para expandir la producción pueden haberse visto afectadas por la incertidumbre del cambio de la política en el sector. Las negociaciones para establecer un límite regulatorio del 5 % a los biocarburantes obtenido de productos alimentarios para cumplir las cuotas de renovables para el transporte es un ejemplo de la desestabilización del marco regulador sobre el que la inversión para la producción de biocarburantes se ha venido sosteniendo. Sin una demanda regulada, que dé claras señales a los productores agroindustriales de biocarburantes, es difícil que la producción continúe expandiéndose, dado que los biocarburantes europeos difícilmente pueden ser competitivos con los carburantes fósiles aun con una alta presión fiscal a los derivados del petróleo que se imponen en muchos de sus Estados miembros.

Asimismo, el alto riesgo de inversión en tecnologías de conversión para obtener biocarburantes de segunda generación requiere un marco más claro y estable que el actual, por lo que los cambios regulatorios y los debates políticos en torno a la limitación del uso de biocarburantes de primera generación no parecen dar las señales y la seguridad jurídica que necesitarían los inversores para expandir la producción de unos biocarburantes más costosos y con mayor riesgo que los de primera generación, con el fin de incrementar su desarrollo a nivel comercial en el mercado del transporte. Como hemos analizado en el capítulo IV, el riesgo tecnológico es una de las barreras más difíciles de superar en el ámbito de la energía, y es especialmente alto en relación al desarrollo de biocarburantes que utilicen tecnologías avanzadas para explotar recursos biológicos no alimentarios, como la celulosa, la hemicelulosa o la lignina. Esta incertidumbre y el debate actual sobre la posibilidad de establecer un límite del 5 % en el uso de biocarburantes para cumplir la cuota de renovables en el transporte, son reflejo de que la relación subyacente entre el sector-agroindustrial y el gobierno de la UE, ha pasado de un escenario de cooperación a uno de conflicto, lo que en este caso ha favorecido una contracción de la producción de etanol carburante en el mercado europeo.

V.2.5.2. Contratación empírica de las hipótesis sobre la producción de etanol carburante y biodiesel en la UE

Como hemos observado en el análisis del mercado y la regulación, la evolución de la política agroenergética de la UE, ha afectado simultáneamente el desarrollo de los biocarburantes en el sector del transporte rodado, aun cuando la producción y el consumo de biodiesel sean mucho mayores que en el caso del etanol, consideramos que el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto han podido ser simultáneos para ambos mercados. En este sentido los escenarios de análisis planteados en las hipótesis sobre la evolución del mercado de biocarburantes en el caso de la UE, serán compartidos por ambos carburantes renovables.

De acuerdo con las hipótesis planteadas en el punto precedente, la evolución de la producción de etanol carburante y biodiesel en la Unión Europea habría atravesado cinco periodos determinados por distintos escenarios de cooperación y conflicto entre la Institución política intergubernamental y los sectores agroindustriales vinculados a la producción de materias primas para la obtención de biocarburantes. En esta contrastación observaremos si los resultados del análisis de series temporales interrumpidas son coherentes con las hipótesis planteadas para explicar la evolución del sector de los biocarburantes en la UE, concretamente para el caso de la producción de etanol y biodiesel.

–Contratación empírica para el caso de la producción de etanol carburante en la UE

Los escenarios planteados para explicar la evolución del mercado de etanol carburante en la UE pueden resumirse en la tabla V-19.

Tabla V– 19: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de etanol carburante en la UE

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1945-1972	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
1973-1992	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
1992-2002	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
2003-2010	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2010-2014	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE

Para que las hipótesis no sean descartadas como explicaciones razonables sobre la evolución del sector de los biocarburantes en la UE, el paso de un escenario de conflicto a uno de cooperación, deberá reflejar el cambio en la relación subyacente entre el “Estado Regulador Comunitario” y el sector agroindustrial en relación con el mercado de etanol. Las hipótesis planteadas deberían quedar reflejadas en la evolución de la tendencia de la producción en un momento determinado del tiempo, por lo que el análisis de la influencia de dichos escenarios en la variable en cuestión, debería observarse en los cambios de tendencia de la serie temporal de producción de etanol de la UE. En este sentido y de acuerdo con la metodología general de análisis, los impactos de los cambios en los escenarios estarían recogidos por la tabla V–20.

Tabla V– 20: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de etanol carburante en la UE

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en la producción
1973	Cooperación (-) → Conflicto (+) (-)	Expansión moderada
1992	Conflicto (+) (-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
2003	Conflicto (-) (+) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2010	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Contracción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE.

Con el fin de realizar el análisis de intervención de la serie temporal de producción de etanol carburante en la UE, se ha utilizado una serie temporal compuesta por 32 observaciones anuales, obtenidas de bases de datos de la OCDE. Luego de analizar la idoneidad del ajuste de los distintos modelos candidatos mediante el software estadístico SAS/ETS, consideramos que la serie temporal de producción de etanol carburante en la UE se puede explicar de forma consistente con un Modelo Autorregresivo de Orden (2) Integrado de Orden (2), IAR (2, 2, 0), con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo IAR (2, 2, 0) para la serie de producción de etanol carburante en la UE		
Efecto rampa o Tendencia	2003	2010

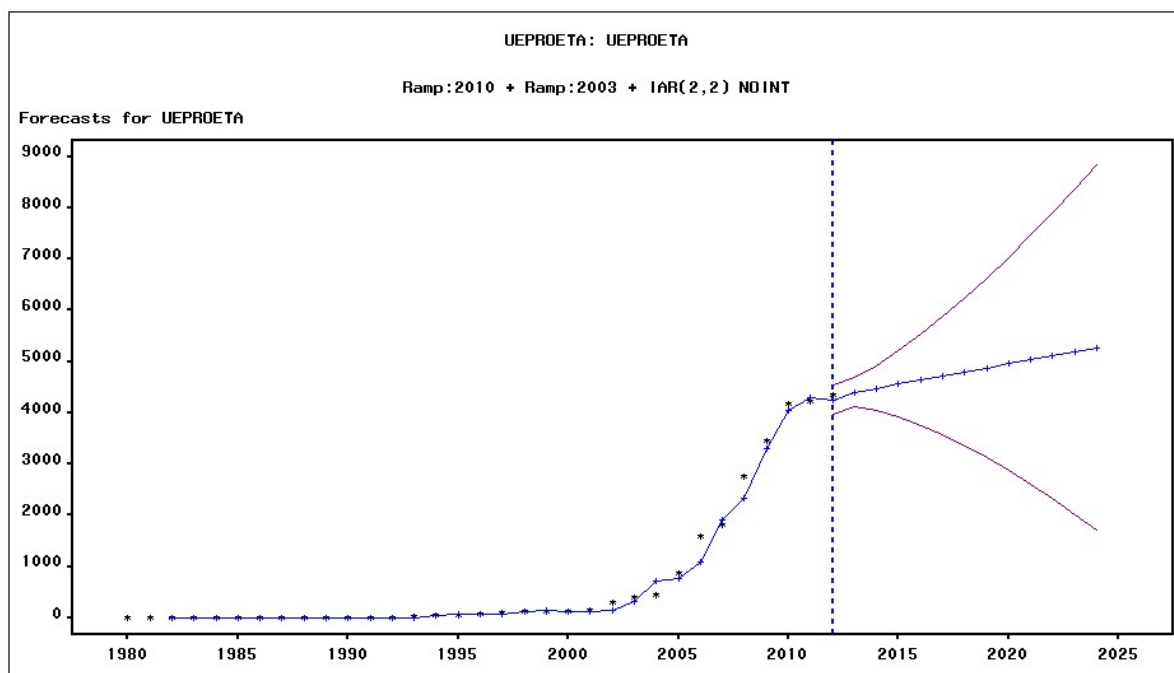
Los resultados del análisis de idoneidad y ajuste han sido positivos e indican que el modelo cumple con las condiciones mínimas para realizar el análisis de intervención de series temporales. Los parámetros estimados y los correspondientes estadísticos se presentan en la Tabla V-21. Los valores estimados se representan gráficamente en el gráfico V-21.

Tabla V– 21: Resultados de la estimación de los parámetros de la serie de producción de etanol en la UE

IAR (2,1) + intervenciones tipo rampa en 2003 y 2010				
Parámetros del modelo	Estimación	Error estándar	T	Prob>:T:
Autorregresivo, Retardo 1.	-0,82505	0,1730	-4,7701	<.0001
Autorregresivo, Retardo 2.	-0,42106	0,1738	-2,4221	0,0224
Efecto tipo rampa en 2010	-686,93158	113,4148	-6,0568	<.0001
Efecto tipo rampa en 2003	249,77938	107,6670	2,3199	0,0281
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	21635	*	*	*
Periodo de ajuste	1980 a 2012			

Como podemos observar en la tabla V–21, el impacto del efecto tipo rampa en 2003 es coherente y significativo en relación con la magnitud del impacto del inicio del escenario de cooperación positiva sobre el incremento de la producción de etanol carburante. El paso a un escenario de cooperación positiva como en todos los casos analizados, aparece en periodos de expansión abrupta de la producción de etanol carburante. En el caso concreto de la UE, la convergencia de intereses entre el sector agroindustrial y los reguladores comunitarios se plasma en este escenario de cooperación, donde las decisiones privadas y las regulaciones vinculadas directa e indirectamente al sector del etanol carburante se optimizan para dar lugar a un periodo de expansión de la producción. En este sentido, los resultados obtenidos con el análisis de intervención son compatibles con la hipótesis de que la expansión abrupta de la producción de etanol es producto del paso a un escenario de cooperación positiva.

Gráfico V – 12: Modelización de la evolución de la producción de etanol carburante en la UE



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Por el contrario, en el caso del impacto sobre la tasa de producción de etanol sobrevenido tras el paso de un escenario de cooperación a uno de conflicto al final de la década del 2000, los resultados indican una reducción considerable de la tasa producción. Estos resultados son coherentes con la hipótesis del incremento del coste de oportunidad para las instituciones reguladoras de la Unión Europea en torno al uso de biocarburantes de primera generación y la consecuente divergencia de intereses sobrevenida entre éstas y la agroindustria vinculada al etanol carburante.

-Contrastación empírica para el caso de la producción de biodiesel en la UE

Las hipótesis planteadas para explicar la evolución del mercado de biodiesel en la UE pueden resumirse en la Tabla V-22.

Tabla V– 22: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo de la producción de biodiesel en la UE

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1945-1972	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
1973-1992	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
1992-2002	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
2003-2010	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2010-2014	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE.

El paso de un escenario a otro refleja el cambio en la relación subyacente entre el “Estado regulador de la UE” y el sector agroindustrial en relación con el comportamiento de la producción en el mercado de biodiesel. Como se ha planteado en las hipótesis, cuando estos cambios en la relación

subyacente se producen entre escenarios de distinta composición, los efectos en el mercado deberían manifestarse en variaciones significativas de la tendencia que marca el desarrollo de la producción en un momento determinado del tiempo. En este sentido y de acuerdo con la metodología general de análisis, los impactos de los cambios en los escenarios estarían recogidos en la tabla V-23.

Tabla V- 23: Hipótesis sobre el impacto de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución de la producción de biodiesel en la UE

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en la producción
1973	Cooperación (-) → Conflicto (+) (-)	Expansión moderada
1992	Conflicto (+) (-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
2003	Conflicto (-) (+) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2010	Cooperación (+) → Conflicto (-) (+)	Reducción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE.

Con el fin de realizar el análisis de intervención de la serie temporal de producción de biodiesel en la UE, se ha utilizado una serie temporal compuesta por 32 observaciones anuales, obtenidos de bases de datos de la OCDE/Library.

Después de ajustar distintos modelos candidatos mediante el software estadístico SAS/ETS, consideramos que la serie de producción de biodiesel en la UE puede ser mejor explicada mediante un Modelo Autorregresivo de Orden (1), AR (1, 0, 0) NO INT, con las siguientes intervenciones.

Parámetros de intervención combinados con el Modelo Autorregresivo AR (1,0,0) para la serie de producción de biodiesel en EEUU		
Efecto rampa o Tendencia	2003	2010

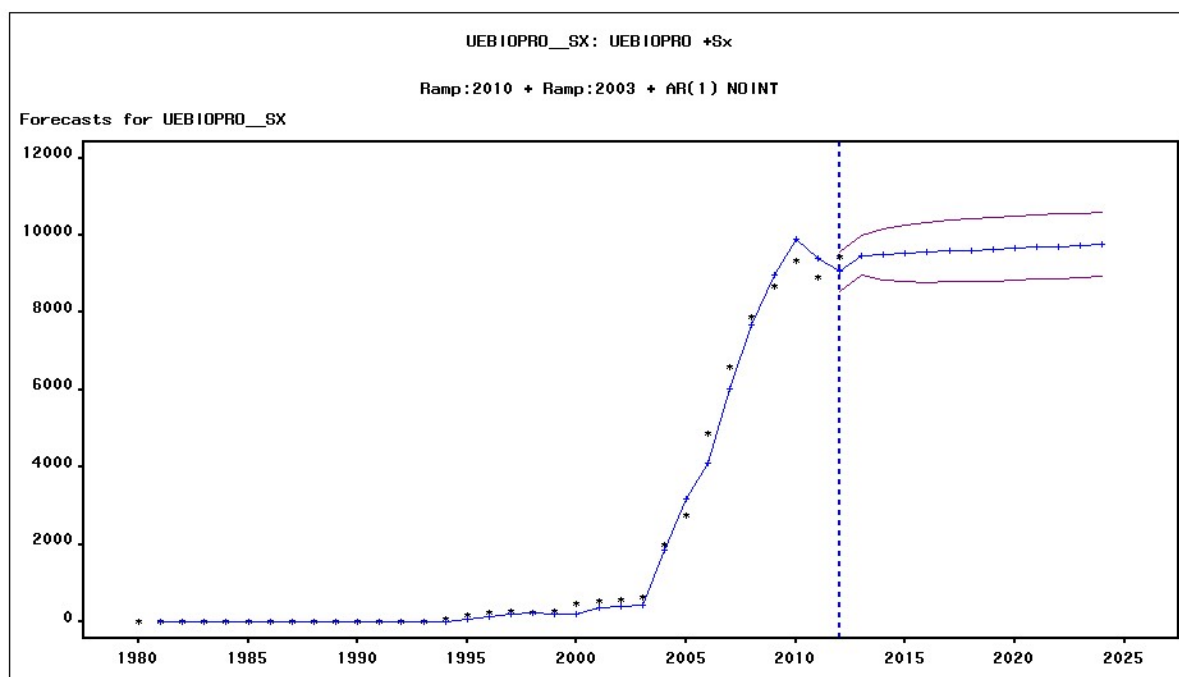
Los resultados del análisis de idoneidad y ajuste indican que el modelo cumple con las condiciones mínimas para realizar el análisis de intervención de series temporales. Teniendo en cuenta el buen ajuste del modelo podemos pasar a analizar la estimación de los parámetros, presentados en la Tabla V-24, y verificar si efectivamente los resultados de la estimación son coherentes con las hipótesis planteadas para explicar la evolución de la producción de biodiesel en la UE.

Tabla V- 24: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención de la serie temporal de producción de biodiesel

AR (1, 0, 0) + Intervenciones tipo rampa en 2003 y 2010 -NO INT				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Prob>:T:
Autorregresivo, Retardo 1	0,78203	0,1922	4,0684	0,0003
Efecto tipo rampa en 2010	-1324	332,9850	-3,9769	0,0004
Efecto tipo rampa en 2003	1348	101,5822	13,2705	<.0001
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	70442	*	*	*
Periodo de ajuste	1980 a 2012			

Los valores estimados se representan gráficamente en el Gráfico V-14.

Gráfico V – 13: Modelización de la evolución de la producción de biodiesel en la UE



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Como podemos observar en la tabla V-24, los resultados de la estimación de los parámetros para el modelo, con efectos de intervención tipo rampa en 2003 y 2011, son altamente significativos y sus signos son coherentes con las hipótesis de expansión y contracción de la producción de biodiesel, respectivamente, relacionadas con cambios en la relación subyacente que determina los escenarios de cooperación y conflicto.

Como en el caso del etanol carburante, el año 2003 da inicio a un periodo caracterizado por la cooperación entre el estado regulador comunitario y el sector agroindustrial vinculado a la producción de biodiesel para desarrollar el mercado del biodiesel en la Unión Europea. En este escenario de cooperación positiva las condiciones regulatorias y no regulatorias estarían maximizadas, dando lugar a una expansión abrupta de la producción de biodiesel durante este periodo. Esto ha quedado recogido por las significativa estimación de los parámetros de intervención del modelo AR (1) para el año 2003.

Los cambios en los vectores que determinan el coste político de oportunidad del regulador comunitario en torno a una mayor expansión del uso de biodiesel de primera generación para alcanzar los objetivos medioambientales, energéticos y sociales en el mercado de productos energéticos para el transporte, ha debilitado considerablemente la cooperación entre el sector privado y público en favor del uso del biodiesel obtenido de cultivos alimentarios hasta dar paso a una nuevo escenario de conflicto .

En este caso los resultados avalan las hipótesis planteadas sobre el cambio y sus efectos en la producción. El signo negativo refleja la contracción de la producción y la reducción de la tasa de producción de biodiesel se recoge en la considerable magnitud del impacto negativo. Estos son resultados significativos y coherentes con la hipótesis planteada para explicar la evolución de la producción de biodiesel en la actualidad. Como se ha señalado en las hipótesis planteadas líneas arriba, el cambio de tendencia observado en 2010 corresponde al cambio de un escenario de cooperación positiva a uno de conflicto. La magnitud del efecto del cambio es compleja y refleja una contracción de la tendencia de crecimiento de la producción de biodiesel en el mercado europeo. Los resultados generales para la producción son por tanto compatibles con las hipótesis planteadas.

V.2.5.4. Hipótesis sobre el desarrollo de consumo de etanol carburante y biodiesel en la UE

Teniendo en cuenta que los cambios en las condiciones subyacentes al desarrollo del mercado de biocarburantes han impactado de forma simultánea a los principales biocarburantes utilizados en la UE, en este punto construiremos las hipótesis sobre la base de unos escenarios de cooperación y conflicto con el fin de explicar el desarrollo consumo de biocarburantes en el sector del transporte de la Unión Europea. Tras la edificación de las hipótesis, el siguiente paso en el análisis será realizar un contraste empírico de la coherencia y capacidad explicativa de los escenarios en relación con la evolución del consumo en el mercado europeo de etanol y biodiesel mediante el uso del análisis de intervención de series temporales.

-Periodo desde la posguerra hasta la crisis de 1973. Escenario de cooperación negativa (-) para el consumo de etanol carburante y biodiesel en la UE.

Durante este periodo el mercado del petróleo favoreció la consolidación de esta fuente de energía como la principal fuente primaria en la matriz energética en Europa. La estabilidad de los mercados y los bajos precios del combustible fósil impulsaron la reconstrucción europea tras la segunda guerra mundial, incrementándose progresivamente la dependencia energética en todos los sectores de la economía, pero especialmente en el transporte rodado. La libertad en el mercado de crudo, era en general beneficiosa para la economía europea. Las Comunidades Europeas además compartían con EEUU la confianza en un suministro estable y económico de crudo en el largo plazo, basada fundamentalmente en el control de los mercados internacionales a través de sus IOC. La abundancia de petróleo inhibió cualquier tipo de política energética de diversificación de fuentes primarias de energía alternativa (Stevens P. , 2010).

En los contextos de mercado descritos en las páginas preferentes y con una política energética de hidrocarburos fragmentada entre los Estados miembros, no había un escenario favorable a la aplicación de políticas de diversificación y sustitución energética en el sector del petróleo, por lo que los biocarburantes no eran una opción viable, ni en el ámbito político, ni en el económico. Las relaciones entre los consumidores finales de carburantes y los reguladores comunitarios se basaban en el suministro estable y económico de los precios del crudo, generándose una relación de

cooperación negativa en relación con la adopción de políticas de diversificación energética en el sector del transporte rodado y la promoción de carburantes alternativos o biocarburantes.

*-Periodo desde 1973 a 1985, escenario de conflicto para el consumo de etanol carburante y biodiesel:
(-) Estado (+) Consumidores finales*

A pesar de la crisis, a nivel comunitario solamente se pudo establecer algunos objetivos comunes respecto al balance energético, así como una serie de recomendaciones y otras medidas no vinculantes para el sector de los hidrocarburos, con el fin de paliar los efectos negativos de los potenciales choques exógenos de precios en los mercados de la energía. La respuesta común de la Comunidad Europea fue insuficiente y débil, en tanto el derecho originario de la CEE no reconocía las competencias necesarias para que un regulador de ámbito comunitario interviniera sobre los mercados de hidrocarburos de forma directa, ni tampoco para aplicar políticas efectivas de diversificación energética que permitan elevar el consumo de energías alternativas en sectores como el transporte rodado. Las competencias en materia de hidrocarburos recaían en los Estados miembros, que pudieron aplicar algunos instrumentos de carácter fiscal a nivel nacional para responder a la crisis del petróleo, de acuerdo con sus intereses estratégicos en materia de hidrocarburos y a su relación con las compañías internacionales en el desarrollo de la política energética petrolera (Van der Linde, 1991).

Esta ausencia de una respuesta común a los avatares de la crisis del petróleo, reflejaba la reticencia de los Estados miembros a ceder más prerrogativas a la Comunidad en materia de política energética. Aunque era cierto a nivel de la OCDE, que la administración de la demanda de petróleo, podría reequilibrar el desequilibrio originado por las disciplinas de cuotas de la OPEP, lo que conduciría a la creación de la Agencia Internacional de la Energía, la fragmentación de la política hidrocarburos ralentizaría toda capacidad de respuesta conjunta de la Comunidad, tanto para regular el mercado interno, como para acelerar los pasos para la promoción de renovables en sectores altamente castigados por el incremento de los precios de la energía. (Scott, 1994)

En un contexto difícil para la gobernanza de la energía a nivel comunitario, tuvieron que pasar seis años después de la segunda crisis energética de 1979 para que el Consejo Europeo autorizara el uso de biocarburantes y otros aditivos con el fin de promover la diversificación energética en el transporte, así como para incentivar la reducción de las importaciones de crudo. Esta autorización de uso de biocarburantes, se encontraría con la caída de los precios del petróleo desde 1986 y u periodo de relativa estabilidad del mercado, situación que restaría el impulso a la inversión en producción, afectando la demanda potencial del uso de biocarburantes en mezclas con gasolina o diésel.⁸⁶⁶

*-Periodo desde 1986 a 2003. Escenario de conflicto para el consumo de etanol carburante y biodiesel:
(+) Estado (-) Consumidores finales*

⁸⁶⁶ Ver: Council Directive 85/536/EEC, of 5 December 1985, On crude-oil savings through the use of substitute fuel components in petrol.

En 1985 se inicia el fin de la administración de los precios del crudo, las disciplinas de cuotas de la OPEP se diluyen y se da paso a un periodo de mayor competencia, así como de crecimiento del mercado y del nivel de suministro energético. El inicio de un periodo de bajos precios del petróleo marcaría un nuevo escenario para los intereses de los reguladores comunitarios y los consumidores finales. En este nuevo escenario de bajos y estables precios del petróleo los consumidores finales de carburantes de Europa difícilmente podrían estar de acuerdo con políticas de sustitución energética que pudieran elevar los precios de los carburantes. Situación que era bastante probable con un nivel de precios del crudo tan bajo, y un incipiente desarrollo de la producción de sustitutos como los biocarburantes, en un contexto que los hacía poco competitivos y atractivos desde el punto de vista del consumidor final.

Desde el punto de vista de las instituciones de gobierno europeas, las negociaciones en el Consejo y el trabajo de impulso de la Comisión Europea para unificar la política energética y medioambiental de la comunidad, iniciaron el impulso a las energías renovables de producción nacional, como medidas prioritarias para paliar la dependencia en las importaciones de productos energéticos y fomentar una nueva economía más sostenible desde el punto de vista medioambiental. En este sentido, las pocas medidas adoptadas para promover las fuentes energías domésticas y de mejor balance medioambiental como las energías renovables reflejaban que los nuevos paradigmas como el desarrollo sostenible podían alcanzarse mediante una nueva política medioambiental y de seguridad energética aplicada a nivel comunitario. Estos cambios empezaban a aproximar los intereses de los Estados miembros en una política común en el sector de la energía y los hidrocarburos, que desde principios de los años 1990s comenzaron a establecer mecanismos fiscales de fomento con el fin de expandir la demanda de biocarburantes en el mercado, lo que condujo finalmente aun primer estadio de penetración de los biocarburantes en el mercado europeo, sobre el que se asentaría su expansión posterior, cuando se dieran en los mercados conexos las concisiones necesarias y suficientes para la expansión del consumo de etanol y biodiesel.

Así, el desarrollo de la política ambiental en la Unión Europea desde la segunda mitad de la década de los 1980s en adelante, sería muy importante para impulsar las políticas de diversificación energética en y de uso de energías renovables. La relación con las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el consumo de petróleo y otros combustibles fósiles era una base clara para el impulso de una política medioambientalmente más sostenible en el sector de la energía y una oportunidad para los productos sustitutos más sostenibles, como los biocarburantes.

Como hemos señalado líneas arriba, una medida importante pero insuficiente para impulsar los biocarburantes en el ámbito de los hidrocarburos fue el establecimiento de un impuesto comunitario a los hidrocarburos, que establecía ciertas ventajas para el uso de biocarburantes. Aunque la regulación autorizaba a los Estados miembros a aplicar exenciones, reducciones o desgravaciones fiscales por políticas específicas en materia de biocarburantes para el transporte, la directiva preveía que los incentivos fiscales sirvieran solamente para promover programas pilotos de producción de biocarburantes, y tampoco exoneraba del impuesto de hidrocarburos a las mezclas de biocarburante con derivados del petróleo. Esto podría reflejar el conflicto de intereses dentro de la posición de la UE, en relación con las opciones de diversificación energética en el transporte, en un contexto de bajos y relativamente estables precios del crudo durante este periodo. La decisión de

fiscalizar el consumo de petróleo no fue acompañada de un marco regulatorio apropiado para impulsar el uso de biocarburantes y esto en gran medida por la influencia del comportamiento del mercado de petróleo, durante esos años, ya que una política de mezclas más efectiva podría haber elevado demasiado el precio de los carburantes y afectado en consecuencia a los consumidores finales. (Delvaux, 2004)

Por un lado, el bajo nivel de precios del crudo durante este periodo, y la política fragmentada de la UE en materia de hidrocarburos, tuvieron una influencia importante en la postergación de las decisiones comunes en materia de diversificación de suministro de fuentes, y específicamente en el desarrollo y uso de fuentes renovables de energía primaria, como la biomasa. En este contexto, el interés estratégico de los Estados miembros en materia de carburantes impediría adoptar una política comunitaria más astringente que permitiera expandir la demanda de biocarburantes en el mercado europeo. Por otro lado, los consumidores de carburantes, más cómodos con los bajos precios del petróleo durante los 1990s, presentarían un alto coste de oportunidad en relación con el apoyo a una política de mezclas que aumentara los precios de la gasolina o el diésel, con el fin de favorecer una expansión del mercado de biocarburantes a nivel europeo.

-Periodo de 2004 a 2010. Escenario de cooperación positiva (+) para el consumo de etanol carburante y biodiesel en la UE.

A finales de los 1990s, cuando el petróleo iniciaba una nueva escalada de precios, la Comisión Europea fomentaría el debate tanto sobre la adopción de una política energética a nivel comunitario, así como sobre el uso de energías renovables en diversos sectores de la economía, con el fin de reducir las importaciones de productos energéticos y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los biocarburantes representaban la mejor alternativa para el sector del transporte, siendo un punto de convergencia entre los Estados miembros, entre otros motivos por ser una alternativa política compatible con los cambios en materia de política agrícola común.

Como hemos mencionado en el capítulo IV, los efectos del proceso de desacoplamiento del petróleo en distintos sectores de la economía fueron bastante exitosos, tras las crisis energéticas de los años 1970s, con la excepción del desacoplamiento energético en el sector del transporte rodado. Un sector que, como hemos señalado anteriormente, presenta menos alternativas de sustitución a medio plazo y una baja elasticidad precio de la demanda, era naturalmente más difícil de desacoplar del consumo de derivados del petróleo que sectores como la generación eléctrica o la producción industrial, con mayores alternativas de sustitución energética. Sin embargo, el nuevo ajuste en las disciplinas de cuotas de producción de la OPEP impulsó el repunte de los precios del crudo en el mercado internacional a principios de la década del 2000, modificando las condiciones necesarias y suficientes para impulsar las políticas de diversificación energética en el sector del transporte a nivel de la UE. La renovada importancia de la seguridad energética y la maduración de la política medioambiental serían dos pilares de primer orden para el cambio del marco regulatorio de fomento del consumo de biocarburantes en la UE, convirtiendo estos objetivos en materia prioritaria de la política comunitaria. La integración de la energía en el ámbito de la política comunitaria de protección del sector agrícola daría la cobertura necesaria para asegurar el suministro doméstico de biocarburantes y favorecer el consumo interno. (COM, 2006a)

Los altos precios del crudo y el impulso de las renovables en el marco de unas políticas de diversificación de fuentes de energía primaria, impulsaría una mayor convergencia de intereses entre los Estados miembros en materias de política energético-ambiental, y esto daría lugar a un escenario de cooperación positiva (+) entre los reguladores europeos y los consumidores finales de carburantes. Este escenario, daría luz a importantes instrumentos de ámbito europeo y Estatal para el fomento del consumo de energías renovables y especialmente del consumo de biocarburantes para el sector del transporte rodado. Las políticas de fomento del uso de biocarburantes a nivel comunitario serían de arrolladas mediante distintos mecanismos de promoción a nivel de los estados miembros. Estos mecanismos, basados primero en instrumentos fiscales y posteriormente en instrumentos de mandato y control, darían lugar a un considerable apoyo al consumo de etanol y biodiesel durante este periodo.

-Periodo de 2010 a 2014. Escenario de conflicto para el consumo de etanol carburante y biodiesel en la UE: (-) Estado (+) Consumidores finales

Tras el periodo de expansión del mercado de biocarburantes en la UE emergieron una serie de cuestionamientos a la sostenibilidad de las políticas de diversificación energética para el sector del transporte rodado de la Unión Europea que incrementaron el coste político de oportunidad de los reguladores europeos en relación con el uso de biocarburantes de primera generación. Desde el punto de vista socioeconómico, el encarecimiento de los productos agrícolas a causa del considerable incremento del uso energético de los cultivos alimentarios y sus potenciales efectos en la seguridad alimentaria ha ejercido una notable presión en el desarrollo de mayores políticas de expansión del consumo.

Desde el punto de vista medioambiental, los cuestionamientos a la sostenibilidad de la producción de los biocarburantes, sus efectos colaterales en los ecosistemas y el balance final de emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de la cadena del valor, han debilitado las virtudes medioambientales de los biocarburantes como energías renovables. Estos vectores junto a la imposibilidad fáctica de cubrir todas las necesidades energéticas del transporte rodado con biocarburantes de primera generación, han abierto el camino a todas las alternativas de sustitución energética posibles para desacoplar el sector de los carburantes fósiles, dejando la elección de las medidas concretas de diversificación energética a los Estados Miembros de acuerdo con sus ventajas comparativas. El incremento del coste de oportunidad del uso de biocarburantes para los reguladores europeos se ha materializado en la nueva directiva para las energía renovables de 2009, que ha abierto el camino a nuevas tecnologías para cumplir con las obligaciones de uso de energías renovables en el transporte, establecidas de forma vinculante en un 10 % para cada uno de los Estado miembros.

Estos cambios en la política agro-energética de la UE emergió en un entorno de altos costes de los derivados del petróleo, una situación favorable al uso de biocarburantes desde el punto de vista de los consumidores finales, dando como resultado un escenario de conflicto en relación con el consumo de etanol y biodiesel en el mercado europeo, que debería manifestarse en una reducción de la tasa de crecimiento del consumo de biocarburantes en la región.

V.2.5.3. Contratación empírica de las hipótesis sobre el desarrollo del consumo de biocarburantes en la UE

En este punto contrastaremos empíricamente las hipótesis planteadas para explicar la evolución del consumo de biocarburantes en el mercado de la UE, mediante el análisis de series temporales interrumpidas del consumo de etanol carburante como de biodiesel.

Contratación de las hipótesis sobre el consumo de etanol carburante en la UE

De acuerdo con las hipótesis planteadas, la evolución del consumo de etanol carburante en la UE corresponde a cinco periodos determinados por unos escenarios de cooperación y conflicto entre las instituciones de gobierno de la UE que regulan el sector de los biocarburantes y los consumidores finales de carburantes de automoción. Los distintos escenarios de cooperación y conflicto definidos por las hipótesis planteadas pueden resumirse en la Tabla V-25.

Tabla V– 25: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de etanol carburante en la UE

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica de la relación subyacente durante del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1945-1973	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
1973-1986	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1986-2003	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
2004- 2010	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2010-2014	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de la UE

Los cambios en las relaciones subyacentes dan lugar a los cambios en los escenarios establecidos en las hipótesis. Estos cambios deberán presentar un impacto en la serie temporal de consumo de etanol, de acuerdo con la tabla V-26.

Tabla V– 26: Hipótesis sobre los efectos de los cambios en los escenarios sobre el consumo de etanol en la UE

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en el consumo
1973	Cooperación (-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
1986	Conflicto (-) (+) → Conflicto (+) (-)	Expansión moderada
2004	Conflicto (+) (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2010	Cooperación (+) → Conflicto (+) (-)	Contracción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado de la UE

Para realizar el análisis de intervención en la serie temporal de consumo de etanol en la UE, hemos utilizado una serie anual compuesta por 33 observaciones, obtenidas de bases de datos de la OCDE/Library. Luego de evaluar la idoneidad de los modelos candidatos, consideramos que la serie temporal de consumo de etanol carburante en la UE puede ser representada adecuadamente mediante un Modelo Autorregresivo de Orden (2), AR (2, 0, 0) NO INT, con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) NO INT para la serie de consumo de etanol carburante en la UE		
Efecto rampa o Tendencia	2003	2010
Efecto cambio de nivel		2001

Luego de verificar que el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) NO INT, con intervenciones tipo rampa en 2004 y 2010 y cambio de nivel en 2001, cumple las condiciones de idoneidad necesarias y suficientes para evitar estimaciones espurias, procederemos a analizar la estimación de los parámetros de intervención y contrastar las hipótesis planteadas para explicar la evolución del consumo de etanol en la UE, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla V-27.

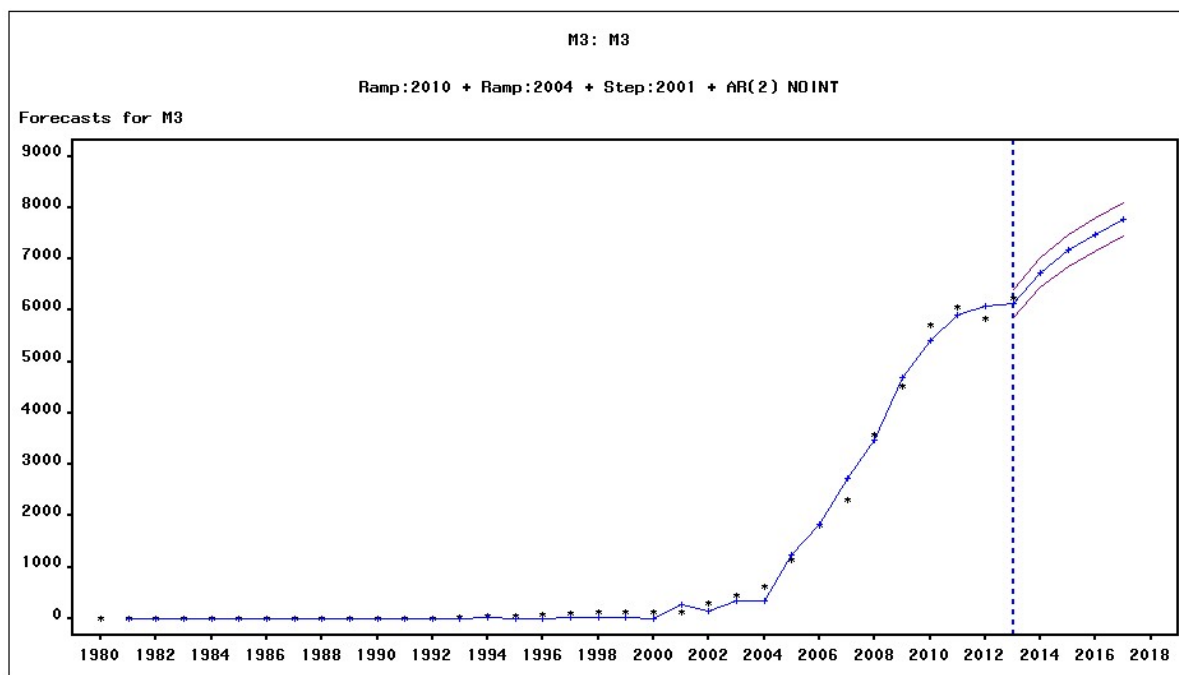
Tabla V– 27: Resultados de la estimación de los parámetros de la serie temporal de consumo de etanol carburante en la UE

MODELO AR (2, 0, 0) NO INT + intervenciones tipo rampa en 2004 y 2010 y tipo cambio de nivel en 2001				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Prob>:T:
Autorregresivo, Retraso 1	0,54171	0,1665	3,2528	0,0030
Autorregresivo, Retraso 2	-0,44005	0,2231	-1,9725	0,0585
Efecto tipo rampa en 2004	849,40526	27,5505	30,8308	<.0001
Efecto tipo rampa en 2010	-504,40178	113,5634	-4,4416	0,0001
Efecto cambio de nivel en 2001	270,04423	75,4360	3,5798	0,0013
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	19541	*	*	*
Periodo de ajuste 1980 a 2013				

Como se puede observar los resultados del análisis de intervención arrojan una alta significatividad y coherencia con la trayectoria esperada del consumo de etanol carburante ocurrida tras los cambios observados en los escenarios de cooperación y conflicto planteados en las hipótesis. En el caso del efecto tipo rampa del año 2004, observamos que el impacto de la entrada en un escenario de cooperación positiva es significativo y de considerable magnitud. Este resultado es coherente con la hipótesis de que el consumo de etanol atravesó una expansión abrupta tras el paso de un escenario de conflicto a uno de cooperación positiva, en un nuevo contexto de incremento de los precios del crudo en el mercado internacional, así como por el progreso de la convergencia en materia de política agro-energética y medioambiental de la Unión Europea, producto también del afianzamiento de la reformas en la política agrícola común.

En el gráfico V-15 podemos observar la evolución del consumo de etanol carburante en la UE y la serie temporal estimada con los parámetros anteriores.

Gráfico V – 14: Evolución del consumo de etanol carburante en la UE



Fuente: Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

En el caso del efecto tipo rampa del año 2010, también podemos observar que los resultados son significativos, y coherentes con los efectos previstos tras el paso del escenario de cooperación de inicios de la década del 2000 a uno de conflicto entre el regulador comunitario y los consumidores finales de carburantes, que ha estado marcado por las exigencias y los cambios en la valoración de los biocarburantes de primera generación como principal alternativa de diversificación energética para el transporte en medio de un contexto de altos precios de la energía y de los carburantes para el transporte. Por lo tanto, los resultados que arroja el análisis de intervención de series temporales son compatibles con la hipótesis que sostienen que la evolución del consumo de etanol carburante en la UE responde a los escenarios de cooperación y conflicto planteados como marco de análisis del desarrollo del sector en la UE.

Contrastación empírica de las hipótesis sobre el consumo de biodiesel en la UE

De acuerdo con las hipótesis planteadas, la evolución del consumo de biodiesel en la UE corresponde a cinco periodos determinados por unos escenarios de cooperación y conflicto entre la organización política intergubernamental de la UE y los consumidores finales de carburantes de automoción. Los distintos escenarios de cooperación y conflicto definidos por las hipótesis planteadas pueden resumirse en la tabla V-28.

Tabla V– 28: Escenarios de cooperación y conflicto sobre el desarrollo del consumo de biodiesel en la UE

Periodo	Estado-Regulador	Sector Agroindustrial	Característica de la relación subyacente durante del periodo	Condiciones regulatorias y no regulatorias
1945-1973	(-)	(-)	Cooperación (-)	Minimizadas
1973-1986	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas
1986-2002	(+)	(-)	Conflicto	Restringidas
2004- 2011	(+)	(+)	Cooperación (+)	Maximizadas
2011-2014	(-)	(+)	Conflicto	Restringidas

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE

De acuerdo con el planteamiento relacionado al consumo de biodiesel, los cambios en los escenarios establecidos en las hipótesis deberán reflejar un impacto significativo en la serie temporal de consumo de biodiesel de acuerdo con la tabla V-29.

Tabla V– 29: Hipótesis sobre los efectos de los cambios en los escenarios sobre el consumo de biodiesel en la UE

Años de inicio del cambio	Cambios de escenarios	Efectos en el consumo
1973	Cooperación (-) → Conflicto (-) (+)	Expansión moderada
1986	Conflicto (-) (+) → Conflicto (+) (-)	Expansión moderada
2003	Conflicto (+) (-) → Cooperación (+)	Expansión abrupta
2011	Cooperación (-) → Conflicto (-) (+)	Contracción moderada

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de la regulación y el mercado en la UE.

Para realizar el análisis de intervención en la serie temporal de consumo de etanol en la UE, hemos utilizado una serie anual compuesta por 33 observaciones de consumo, obtenidas de bases de datos de la OCDE/Library. Después de evaluar los modelos candidatos observamos que el Modelo Autorregresivo de Orden (2), AR (2, 0, 0) NO INT, puede explicar de forma consistente el comportamiento de la serie temporal de consumo de biodiesel en la UE, con las siguientes intervenciones:

Parámetros de intervención combinados con el Modelo Autorregresivo AR (2, 0, 0) NO INT para la serie de consumo de biodiesel en la UE		
Efecto rampa o Tendencia	2004	2011

Los resultados del análisis de idoneidad y adecuación del modelo indican que cumple las condiciones mínimas que permiten asegurar una correcta estimación de los parámetros de intervención de la serie de consumo de biodiesel, que se muestran en la Tabla V-30.

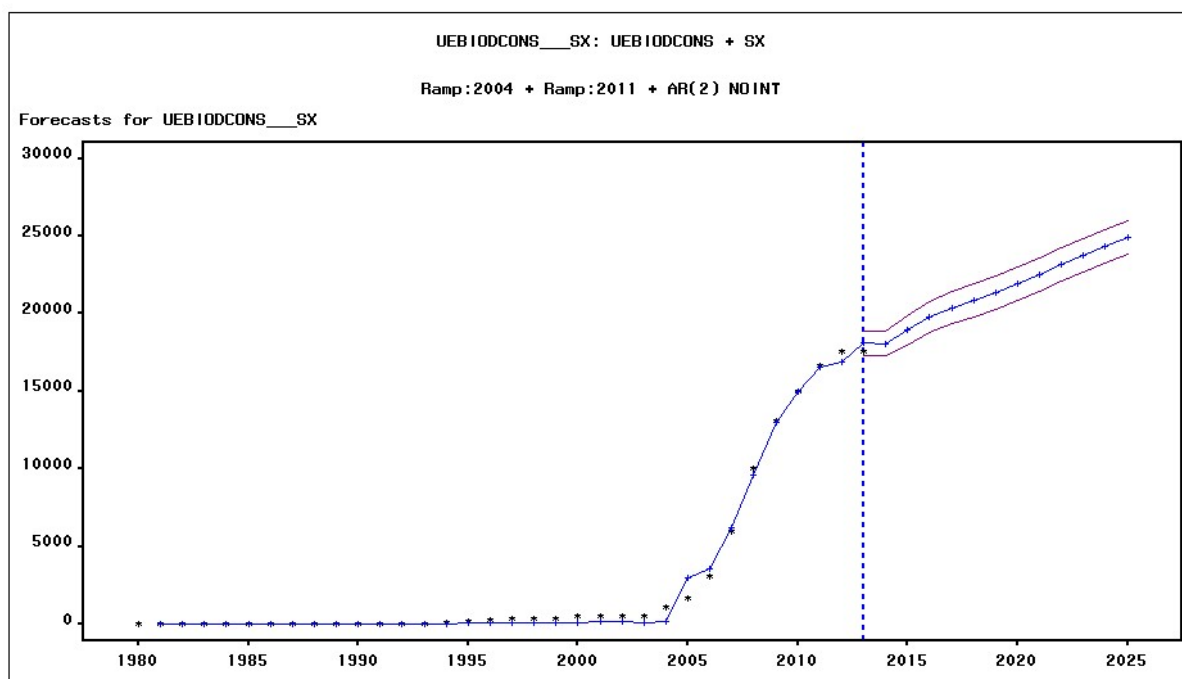
Tabla V– 30: Resultados de la estimación de los parámetros de intervención de la serie temporal de consumo de biodiesel

AR (2, 0, 0) NO INT + intervenciones tipo rampa en 2003 y 2011				
Parámetro del modelo	Estimación	Error estándar	T	Prob>:T:
Autorregresivo, Retraso 1	0,79495	0,1502	5,2917	<.0001
Autorregresivo, Retraso 2	-0,56142	0,1503	-3,7348	0,0008
Efecto tipo rampa en 2004	2387	47,2644	50,5129	<.0001
Efecto tipo rampa en 2011	-1802	365,0590	-4,9354	<.0001
Varianza del Modelo (sigma cuadrado)	156298	*	*	*

Periodo de ajuste 1980 a 2013

Los valores estimados para la serie se representan gráficamente en el Gráfico V-17.

Gráfico V – 15: Modelización de la evolución y modelo para el consumo de biodiesel en la UE



Fuente. Elaboración propia mediante el uso de SAS/ETS

Los resultados de la estimación de los parámetros arrojan una alta significatividad y coherencia con la trayectoria esperada tras los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto planteados en las hipótesis sobre la evolución del consumo de biodiesel. En el caso del efecto tipo rampa del año 2003 observamos que el impacto es considerablemente significativo. Este resultado es coherente con la hipótesis de que el consumo de biodiesel experimentó una expansión abrupta tras el paso de un escenario de conflicto a uno de cooperación positivo en un nuevo contexto de incremento de los precios del crudo en el mercado internacional y de una mayor convergencia en materia de política agro-energética y medioambiental entre los Estados miembros de la Unión Europea.

Como en el caso del etanol carburante, los resultados que arroja la estimación de parámetros son coherentes con el cambio previsto en la relación subyacente a finales de la década pasada. La alta significatividad y sentido del decremento de la tasa de consumo refleja el paso de un escenario de cooperación y convergencia a una de conflicto y una mayor divergencia en torno al uso de biocombustibles de primera generación como el biodiesel de aceite vegetal, en un contexto todavía marcado por los altos costes de la energía. Con estos resultados, no se puede rechazar la hipótesis de que la evolución del consumo de biodiesel en la UE, como en el caso del etanol, responde a los escenarios de cooperación y conflicto planteados para analizar el mercado europeo.

Conclusiones

Aunque sus orígenes se pueden encontrar en periodos históricos anteriores, desde principios de la década del 2000 el mercado de biocarburantes ha reemergido vigorosamente a nivel global, estrechando el vínculo entre los mercados energéticos y los mercados de productos agrícolas y contribuyendo a la producción de energías renovables para el transporte. Asimismo, el uso energético de los factores de producción agrícola tradicionalmente vinculados a los mercados alimentarios representa una de las más controvertidas polémicas en el campo de estudio de las energías alternativas y renovables, que gira principalmente en torno al balance final del uso de la biomasa agrícola para cubrir necesidades energéticas en el sector del transporte rodado. Existen una serie de trabajos de investigación que han abordado este tema desde el punto de vista del análisis coste-beneficio de la promoción del uso de biocarburantes en el transporte desde múltiples dimensiones, entre las que se encuentran la medioambiental, la económica, la social, la agrícola y, por supuesto, la energética.

El enfoque adoptado en este trabajo de investigación está relacionado con el análisis del mercado de biocarburantes, principalmente aquéllos obtenidos de cultivos alimentarios, y su desarrollo en relación con los cambios regulatorios que pueden haberle afectado a lo largo del tiempo. El desarrollo del mercado de biocarburantes para el transporte resulta ser un fenómeno económico y político bastante complejo, que en no pocos momentos de la investigación se presenta como un proceso considerablemente enmarañado. Las diversas dimensiones que se desarrollan en torno a su evolución delatan la poliédrica complejidad de su dinámica. Es un proceso sujeto a constantes cambios que no siempre transcurren en la misma dirección, característica que lo hace relativamente inestable en el tiempo. Por su carácter multidimensional, comprender a qué responde el desarrollo del mercado de biocarburantes importa necesariamente desentrañar la lógica de los fenómenos económicos directamente vinculados, pero también el análisis de los elementos económicos y políticos conexos, cuya incidencia en la evolución histórica de aquél ha sido determinante.

Así, el propósito principal de esta tesis doctoral ha sido tratar de explicar de una forma sistemática cómo los condicionantes políticos, económicos y jurídicos vinculados al uso energético de la biomasa agrícola se han asociado y disociado en el tiempo, y como esta relación se vincula al desarrollo histórico de los mercados de biocarburantes en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea. En esta búsqueda, hemos tratado de identificar y analizar principalmente cuáles han sido los roles del sector público y del sector privado en el desarrollo del sector de los biocarburantes, qué factores han incidido en el proceso de toma de decisiones políticas y económicas, cómo estos factores han influido en la interacción de los actores del mercado y qué importancia ha tenido tal interacción en la evolución del mercado a lo largo del tiempo.

En la tesis planteamos que la evolución de los mercados de biocarburantes es producto de la interacción dinámica de una serie de vectores económicos y políticos, que se ha desarrollado históricamente alrededor del coste derivado del petróleo y de la biomasa como producto energético alternativo a las fuentes fósiles de energía utilizadas en el transporte rodado. El análisis de los mercados y de la regulación que ha afectado el desarrollo de los biocarburantes en Brasil, Estados

Unidos y la Unión Europea nos ha permitido observar, desde una perspectiva histórica, las dificultades de un proceso de transición energética hacia fuentes renovables de energía, especialmente cuando las fuentes alternativas son relativamente escasas o cuando la adaptación del sistema a un cambio estructural en el uso de la energía resulta ser demasiado costoso o inestable en el tiempo.

En el caso de los biocarburantes y la diversificación de fuentes energéticas en el transporte, el proceso de desacoplamiento ha sido mucho más complejo y difícil que el observado en otros sectores económicos. Esto principalmente por la falta de disponibilidad de productos sustitutos competitivos en relación a los carburantes fósiles, y porque la evolución del sistema de transporte rodado ha estado intrínsecamente vinculada al uso de derivados del petróleo, dificultando en gran manera el uso de otros productos energéticos en los vehículos de automoción. Además, los biocarburantes de primera generación, que históricamente han representado el grueso del consumo de productos alternativos a los carburantes fósiles en el transporte, son obtenidos de productos agrícolas destinados principalmente a cubrir la demanda de los mercados alimentarios. Por esta razón, la elaboración de la investigación ha requerido no sólo analizar la regulación del mercado de derivados del petróleo, sino además incorporar en el marco de análisis la influencia de los mercados y de las principales políticas que han regulado el sector agroalimentario ligado a la producción de energías renovables para el transporte.

En Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea el uso de fuentes alternativas de energía derivadas de la biomasa ha estado modulado por decisiones políticas y económicas, que han afectado y también han sido afectadas por el comportamiento de los mercados energéticos y agrícolas conexos. Esta interacción ha dado lugar a la forma específica que ha tomado el desarrollo del sector de los biocarburantes en las tres entidades políticas analizadas. En la tesis se ha tratado de desarrollar un modelo coherente de interpretación de la evolución del mercado de los biocarburantes teniendo en cuenta la interacción de estas decisiones políticas y económicas, planteando un marco general de análisis basado en escenarios de cooperación y conflicto que, de acuerdo con las contrastaciones empíricas realizadas, resulta tener una profunda validez explicativa para las diferentes entidades políticas estudiadas.

La interrelación entre los mercados energéticos y alimentarios, así como las políticas conexas a las distintas dimensiones vinculadas al uso energético de la biomasa, han sido clave para entender que la evolución del sector de los biocarburantes siempre ha sido resultado de la concordancia o discordancia entre las decisiones económicas y políticas que adoptan los agentes privados y públicos en torno a la producción y el consumo de etanol o biodiesel. Esta relación se plasma en la interacción de los principales actores de estos mercados en razón del coste de oportunidad que implica el uso de biocarburantes para el transporte: los gobiernos, que hemos definido indistintamente como el Estado regulador, capaces de intervenir (y de no intervenir) en los mercados de acuerdo a sus objetivos o intereses políticos; el sector agroindustrial vinculado al uso energético de los productos agrícolas alimentarios, cuyas decisiones privadas determinan el nivel de producción de etanol o biodiesel; y los consumidores finales de carburantes, cuyas preferencias en cuanto a la elección de los carburantes están condicionadas por los precios y las características de sus vehículos.

Sobre la base del análisis de la interacción dinámica entre el coste de oportunidad de estos actores, y desde la particularidad de los fenómenos observados en perspectiva histórica en cada entidad política, hemos edificado los mencionados escenarios de cooperación y conflicto, que conjuntamente conforman nuestro marco general de análisis para el mercado del biocarburantes. La observación del comportamiento de las relaciones económicas y políticas subyacentes en un determinado periodo de tiempo en las diferentes entidades políticas implica el análisis de la influencia de los vectores en el coste de oportunidad de los principales actores vinculados a la producción o al consumo. Determinado el coste de oportunidad para cada uno, se analiza su convergencia o divergencia en relación con la producción o el consumo de biocarburantes en un mismo periodo determinado de tiempo. El resultado es una relación subyacente caracterizada por un escenario de conflicto o de cooperación para un periodo determinado.

Una característica básica de este marco analítico es que los efectos se verifican independientemente de las diferencias estructurales existentes en los sistemas de organización política y económica de las entidades analizadas. Como el coste de oportunidad de los actores frente al uso de biocarburantes en el transporte se ve incrementado o reducido por una serie de vectores de índole económico y político, cuya influencia puede variar en el tiempo, la interacción entre los actores que da lugar a los diferentes escenarios de cooperación y conflicto es fundamentalmente dinámica. Esto significa que la influencia de los mercados y de las políticas conexas, al afectar el coste de oportunidad emergente en torno al uso de biocarburantes en un periodo determinado del tiempo, da lugar a cambios en la configuración de un tipo de escenario a otro tipo.

Así, se han identificado cuatro tipos principales de escenarios para cada país, dos de cooperación (uno positivo y uno negativo) y dos de conflicto, todos ellos determinados por la relación dinámica entre el coste de oportunidad de los actores del mercado en los ámbitos de producción o de consumo de biocarburantes. Los escenarios se caracterizan además por unas determinadas condiciones, tanto regulatorias como no regulatorias, en algunas ocasiones favorables y en otras desfavorables al desarrollo del mercado, y que nosotros hemos sintetizado como condiciones maximizadas, restringidas o minimizadas en relación con los distintos escenarios planteados. Sobre la base de estas condiciones para cada escenario, los efectos sobre el desarrollo del mercado se identifican como expansivos (moderados y abruptos) o contractivos (moderados y abruptos).

Aunque las tomamos en consideración para evaluar su influencia en las decisiones de los actores relevantes, la validez de las hipótesis planteadas no se sustenta principalmente en las bondades o perjuicios de diversa índole que puedan derivarse del uso de biocarburantes obtenidos de cultivos alimentarios, sino más bien en la maximización de los beneficios propios de productores y consumidores, así como en la maximización de la renta política en el caso de los gobiernos. Los escenarios representan así la convergencia o conflicto de intereses económicos y políticos que existen en torno al uso de biocarburantes entre los actores relevantes del mercado en una sociedad y en un determinado momento del tiempo histórico, reflejo de la interacción entre actores en la búsqueda constante de la maximización del beneficio y la renta política en torno al uso energético de cultivos alimentarios. Esa búsqueda maximizadora los lleva convergir o divergir en el tiempo, marcando esta convergencia o divergencia de intereses, de acuerdo con nuestras hipótesis, la forma final del desarrollo del mercado.

Para validar la hipótesis de existencia y pertinencia de estos escenarios se ha empleado una metodología de contrastación que permite evaluar el impacto de los distintos escenarios de cooperación y conflicto sobre la evolución histórica de las variables del mercado, siendo el análisis de interrupción de series temporales el método econométrico aplicado para contrastar el tipo de hipótesis planteadas. El análisis de series temporales no solamente permite identificar patrones en la secuencia de observaciones a lo largo del tiempo, predecir patrones futuros de eventos, o comparar series de diferentes tipos de eventos, sino también, como ha sido el caso de esta tesis, para evaluar el impacto de una o más intervenciones exógenas sobre el comportamiento de las variables dependientes.

La razón de utilizar una metodología econométrica basada en el análisis de series temporales está principalmente relacionada con el enfoque histórico de la tesis. El análisis de la evolución del sector de los biocarburantes desde sus orígenes hasta la actualidad se basa en un estudio de los elementos cualitativos y cuantitativos asociados al desarrollo del mercado a lo largo del tiempo. Este análisis nos ha permitido desarrollar una serie de hipótesis que tratan de explicar la evolución del mercado de biocarburantes en perspectiva histórica, por lo que es consistente con el enfoque adoptado para evaluar la relación de estas hipótesis con los datos históricos que definen la evolución del mercado.

Relacionado con esto, existe una razón de orden técnico que ha determinado el uso del análisis de series temporales en la presente investigación en lugar de otros métodos econométricos como podría ser una regresión múltiple. Esta razón es que los datos del mercado de biocarburantes, como en otras series económicas de tiempo, se encuentran auto-correlacionados, lo que implica una explícita violación del supuesto de independencia de los errores. La utilización de una regresión múltiple en este contexto incrementa el error tipo I y podría llevar a rechazar la hipótesis nula cuando esta es verdadera en la población. Además, los patrones temporales podrían esconder o agrandar de forma espuria el efecto de una intervención, a menos que se tengan en cuenta en el modelo.

Como nuestras hipótesis sobre el desarrollo del mercado se edifican a lo largo del tiempo, los escenarios de cooperación y conflicto pueden ser entendidos como eslabones de una cadena, donde el paso de un eslabón a otro puede tener un efecto reconocible en las variables dependientes del mercado de biocarburantes. El tamaño del efecto dependerá de los escenarios que participan en el cambio que se produce en un determinado momento del tiempo.

Con el análisis de intervención de series temporales hemos tratado de evaluar si la evolución en las observaciones de la producción o el consumo de biocarburantes puede explicarse estadísticamente como resultado del impacto de los cambios observados en la cadena de escenarios de cooperación y conflicto planteados como hipótesis para Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea. Así, teniendo en cuenta la disponibilidad de observaciones anuales de las variables dependientes de producción y consumo en estos mercados, hemos analizado los cambios en los patrones de regularidad que se observan en razón de la dependencia temporal de los datos de la serie, cuando integramos los valores pasados y presentes de otra serie que incluye los parámetros de intervención. La función de transferencia así generada permite estudiar el impacto hipotético de los cambios en los escenarios de cooperación y conflicto sobre las variables dependientes de producción y consumo de biocarburantes.

En un plano operativo, antes de pasar a valorar la estimación estadística del impacto exógeno que genera el paso de un escenario a otro sobre las series temporales de producción o consumo, ha sido necesario ajustar los patrones endógenos en las observaciones mediante la modelización de parámetros de tendencia, auto-regresión, medias móviles o periodicidad que presentan las observaciones del mercado de biocarburantes. La consistencia de la modelización subyacente es una condición *sine qua non* para realizar una correcta estimación de los parámetros de intervención. El *software* estadístico SAS/ETS usado para contrastación empírica en la presente tesis doctoral nos ha permitido analizar con acierto la calidad de la modelización efectuada, evaluando la consistencia del modelo en cada uno de los pasos previos a la estimación del impacto de los escenarios en las series del mercado de biocarburantes.

Una vez realizado el análisis exploratorio de modelización para cada una de las series temporales de producción y consumo de biocarburantes y habiendo introducido los escenarios de cooperación y conflicto en el modelo como parámetros de intervención (la hipótesis), el paso siguiente ha sido evaluar la significancia estadística del impacto de los escenarios en el desarrollo de las series. La organización de los tipos de impacto se ha realizado en relación lógica con los planteamientos desarrollados en las hipótesis. Como los escenarios de cooperación y conflicto representan cambios estructurales que estabilizan la composición de la relación subyacente entre los actores del sector para un periodo determinado de tiempo, entendemos que la influencia de los cambios relevantes puede ser recogida por la función de transferencia como cambios en la tendencia de la serie.

Los resultados arrojados por el análisis de intervención efectuado con el *software* SAS/ETS han mostrado coherencia con las hipótesis planteadas en todos los casos contrastados y una alta significatividad en la estimación estadística de los parámetros de intervención, lo que demuestra que el modelo basado en escenarios de cooperación y conflicto resulta ser un mecanismo de análisis bastante coherente para explicar la evolución del mercado de biocarburantes. En general, cuanto más drástico es el cambio identificado entre los escenarios construidos, más significativos han sido también los resultados en cuanto al cambio de tendencia de las series temporales de producción o de consumo de biocarburantes. Así por ejemplo, los cambios de un escenario restrictivo a uno de cooperación positiva, que presenta unas condiciones regulatorias y no regulatorias óptimas, ha registrado para todos los casos una estimación de parámetros altamente significativa y coherente con el inicio de un periodo de abrupta expansión del mercado. Consideramos, además, que el encadenamiento de los distintos escenarios de cooperación o de conflicto no solamente es una forma razonable de explicar la evolución del mercado en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea, sino que es además un marco general de análisis extrapolable a otros mercados no estudiados en la presente tesis doctoral.

Este planteamiento basado en relaciones de cooperación y conflicto entre el estado regulador y el sector privado nos ha ayudado a comprender más claramente qué condiciones necesarias y qué condiciones suficientes han tenido que haberse dado para el desarrollo o estancamiento del sector de los biocarburantes en distintos momentos en el tiempo. Comprender los cambios en los vectores de influencia que determinan la relación de costes de oportunidad entre el sector privado y el sector público ha sido un paso fundamental para relacionar los escenarios planteados y el mercado en distintos periodos de tiempo.

Predominancia de escenarios restrictivos al desarrollo del mercado-Origen y desarrollo hasta la crisis energética de los años 1970s

Los escenarios de conflicto y de cooperación negativa son aquéllos donde las condiciones regulatorias y no regulatorias no son favorables para la expansión de la producción o del consumo de biocarburantes, estando restringidas o minimizadas en razón de cada escenario específico desde los cuales se despliegan sus efectos en el desarrollo del mercado. En los periodos marcados por un escenario de conflicto la relación subyacente está debilitada porque uno de los actores presenta un alto coste de oportunidad en relación con el uso de biocarburantes que afecta el posible desarrollo de la cooperación expansiva. En los periodos marcados por un escenario de cooperación negativa, ambos actores son reticentes a la expansión del mercado debido al alto coste de oportunidad económico o político que representa el uso de biocarburantes en el transporte. La diferencia sustancial de los efectos es que, mientras que en el escenario de conflicto se puede observar un declive o un crecimiento moderado de la tendencia de la producción o del consumo en relación con los escenarios precedentes, en función de la intensidad del conflicto, en el caso del escenario de cooperación negativa siempre habrá un declive en relación con la tasa de crecimiento del periodo inmediatamente anterior.

Los escenarios restrictivos producto del alto coste de oportunidad vinculado tanto a la producción como al consumo de biocarburantes resultan ser una forma consistente de interpretar por qué antes de la crisis del petróleo de los años 1970s el desarrollo de la industria de los biocarburantes o bien no existía, como en el caso de los escenarios de cooperación negativa en Estados Unidos y en la Unión Europea, o bien se encontraba bastante estancada, como sucedió en el marco de la política de reducción de costes energéticos aplicada durante el escenario de conflicto Brasileño. Este tipo de escenarios pueden observarse tanto previa como posteriormente al primer escenario de cooperación positiva que dio lugar a una abrupta expansión del uso de biocarburantes en Brasil durante los años 1970s, siendo consistentes con la evolución del mercado en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea durante estos periodos.

En el caso de Brasil, que es el país con la mayor experiencia y el más precoz en el uso de biocarburantes para el transporte a gran escala, los escenarios de conflicto han sido de gran utilidad para organizar la información de las condiciones que explican en perspectiva histórica los momentos de estancamiento del desarrollo del mercado etanol carburante en el país sudamericano. Estos escenarios pueden observarse tanto de manera previa como de forma posterior al lanzamiento del Plan Nacional del Alcohol durante los años 1970s. Durante los periodos previos al lanzamiento del Plan, las condiciones regulatorias y no regulatorias estuvieron restringidas, dando lugar a un modesto crecimiento del uso de etanol carburante en el transporte. Los cambios en el comportamiento de los mercados energéticos y alimentarios redujeron el coste de oportunidad político del gobierno y el coste de oportunidad económico del sector agroindustrial del azúcar en distintos momentos, induciendo tal divergencia de intereses que se formaran dos escenarios de conflicto de distinto sentido. El efecto en el sector del etanol de caña de azúcar fue una penetración moderada en el mercado de carburantes, que se incrementaría solamente en torno al crecimiento de la demanda de gasolina en el transporte.

En el caso de Estados Unidos, podemos observar que los escenarios de conflicto y cooperación negativa han prevalecido sobre los de cooperación positiva durante todo el siglo XX, restringiendo y

minimizando las condiciones regulatorias y no regulatorias favorables a un desarrollo expansivo del mercado de biocarburantes, como se ha observado en los resultados de la estimación de los parámetros de intervención en el análisis empírico. Durante el primer periodo analizado para Estados Unidos, mientras que el gobierno federal presentaba un alto coste de oportunidad debido fundamentalmente a su política petrolera, el sector agroindustrial vinculado a la producción de maíz y otros granos presentaba un menor coste de oportunidad en relación con la producción de etanol, principalmente por los desequilibrios entre la producción y consumo en los mercados alimentarios y la crisis del sector. Esto haría que la relación subyacente fuera predominantemente de conflicto, lo que permitiría un uso moderado del etanol en el mercado de carburantes, especialmente en los grandes estados productores del "Cinturón del Maíz" estadounidense.

Posteriormente, el interés en destinar parte de la producción de granos hacia los mercados de energía se vería considerablemente reducido por el surgimiento de una fuerte política de protección de la agricultura. Con un alto nivel de subsidios de distinta naturaleza y un alto nivel de protección en la frontera, así como una política energética de fomento del petróleo, el coste de oportunidad de producir etanol u otros biocarburantes se incrementaría significativamente, reduciendo los potenciales incentivos en favor del incremento de la producción de biocarburantes. Estos cambios, junto al alto coste de oportunidad del gobierno federal en torno al uso del etanol carburante, darían paso a un escenario de cooperación negativa, tanto para la producción como para el consumo de etanol carburante obtenido de maíz. Los efectos de este escenario sobre la evolución del mercado se reflejan en la práctica desaparición del uso energético de los productos agrícolas.

En el caso de la Unión Europea, aunque mucho más complejo por sus especificidades políticas, la configuración de los escenarios restrictivos y desfavorables al uso de biocarburantes tiene similitudes importantes a las observadas en el caso estadounidense, y por tanto los efectos en ambos mercados han sido también similares entre sí. Durante el periodo de post-guerra y hasta las crisis del petróleo, la incipiente Unión Europea y sus Estados miembros alimentarían la reconstrucción de Europa utilizando el petróleo como fuente de energía primaria abundante y económica. En un contexto energético favorable al uso del petróleo como principal fuente de energía primaria, el plantearse nuevos acuerdos con el fin de regular los mercados de carburantes en favor de energía alternativas era una alternativa poco consistente y realista, lo que se puede traducir en un coste de oportunidad elevado por los bajos precios y la alta disponibilidad de suministro que ofrecían las importaciones de crudo.

Desde el punto de vista del sector agroindustrial europeo, al igual que en el caso estadounidense la política agrícola europea inhibiría los incentivos al uso energético de los cultivos alimentarios. A diferencia de la fragmentada política energética de las Comunidades Europeas en torno al sector de los hidrocarburos, la Política Agrícola Común sería una de las piezas más importantes dentro de la arquitectura de la integración europea. Los mecanismos de intervención en los precios, los subsidios a las exportaciones y la protección en la frontera, entre otros instrumentos, dotarían a los productores agrícolas de la Comunidad de una considerable cobertura de los riesgos inherentes al comportamiento de los mercados alimentarios, y un nivel de protección lo suficientemente alto como para desincentivar los usos alternativos de los cultivos agrícolas, como la producción de biocarburantes. La confluencia de altos costes de oportunidad derivados del desarrollo de vectores desfavorables al desarrollo del mercado de biocarburantes daría lugar a un escenario de cooperación negativa observado hasta la crisis energética de los 1970s, donde las condiciones

regulatorias y no regulatorias fueron bastante restrictivas en el uso de biocarburantes en el mercado del transporte.

La crisis energética de los años 1970s y la respuesta asincrónica en torno a la expansión del mercado de biocarburantes

Los escenarios de cooperación y conflicto también resultan ser herramientas de análisis útiles para explicar por qué la crisis energética de los años 1970s no generó una expansión homogénea en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea, aun cuando los costes energéticos tuvieron un impacto considerablemente similar en estas tres entidades políticas. Mientras que las condiciones observadas en los mercados conexos fomentarían un cambio hacia un escenario menos restrictivo en relación con el uso de biocarburantes en el caso de Estados Unidos y la Unión Europea, en el caso brasileño el shock exógeno de precios de la energía daría lugar a un cambio mucho más expansivo tanto de la producción como del consumo de etanol. Además de la crisis del petróleo, la influencia de otros vectores políticos y económicos, principalmente vinculados a los mercados y las políticas de protección del sector agrario, daría lugar a cambios asimétricos de la relación subyacente, con distintos efectos en el desarrollo del mercado de biocarburantes.

Cuando los vectores económicos y políticos analizados han dado lugar a una reducción del coste de oportunidad de producir o consumir biocarburantes, y esta reducción de costes de oportunidad entre los actores ha coincidido en un mismo periodo de tiempo, se ha observado que la convergencia de intereses económicos y políticos genera un escenario de cooperación positiva. En un escenario de este tipo las condiciones regulatorias y no regulatorias para el desarrollo del mercado de biocarburantes se optimizan, y ello, como hemos observado en la presente tesis doctoral, ha dado lugar a abruptos procesos de expansión de la producción o del consumo de biocarburantes de primera generación.

El primer escenario de cooperación positiva observado a nivel global en favor del uso a gran escala de energías alternativas para el transporte rodado se dio en Brasil. Los altos costes de la energía y las recurrentes crisis de sobreproducción y caídas de precios en el sector azucarero dieron lugar a un escenario de cooperación positiva con nombre propio en Brasil, el Plan Nacional del Alcohol. Durante los años 1970s, el escenario de cooperación brasileño daría forma a un sistema de penetración extraordinario y ambicioso, que no solamente expandiría el uso de biocarburantes mediante la maximización de los mecanismos de mezclas de gasolina con etanol anhidro, sino que daría lugar al desarrollo de la competencia de productos energéticos al promover el uso del etanol hidratado, así como de vehículos adaptados para operar autónomamente con el biocarburante de caña, reduciendo considerablemente el consumo de gasolina importada en el transporte. Durante este periodo la situación en los mercados de energía y en los mercados del azúcar fue óptima para la cooperación entre el gobierno federal y el sector agroindustrial sucro-alcoholero, dando lugar a una considerable expansión el uso energético de la caña de azúcar para la producción de etanol carburante.

Mientras que en Brasil los vectores de influencia permitían reducir considerable y simultáneamente el coste de oportunidad de los principales actores del mercado, generando un escenario de cooperación que favorecía la expansión abrupta del mercado del etanol carburante, en Estados Unidos y en la Unión Europea las condiciones regulatorias y no regulatorias en los mercados conexos no eran suficientes para configurar un escenario de cooperación positiva como en el caso brasileño.

Los escenarios que explican el desarrollo de estos mercados durante las crisis del petróleo son de conflicto, siendo uno de los principales vectores que ha limitado la convergencia de intereses en favor del uso de biocarburantes la política agraria aplicada a ambos lados del Atlántico. Tanto en el caso de Estados Unidos como en el caso de la Unión Europea, el sistema de protección del sector agrícola reducía en gran medida el riesgo de los productores agrícolas de materias primas susceptibles de ser usadas para la producción de biocarburantes. En este sentido, la cobertura de los riesgos generada por la política de protección de la agricultura incrementaba el coste de oportunidad de usar cultivos agrícolas para un mercado de carburantes bastante incierto.

Aun con la reducción del coste de oportunidad por parte del gobierno federal tras la crisis energética, las condiciones del mercado, y sobre todo la influencia de la política agrícola en las decisiones de producción, no generaban los incentivos suficientes para que los agroindustriales decidieran expandir significativamente el uso energético de los cultivos alimentarios en los Estados Unidos. En el caso de la Unión Europea, la Política Agrícola Común generaba efectos similares a la política agrícola estadounidense sobre las decisiones de producción en el sector agroindustrial, reduciendo el riesgo natural de los mercados alimentarios mediante un alto nivel de protección del sector, y reduciendo también el interés del sector de los productores agroindustriales en relación con la producción de biocarburantes para el transporte.

Escenarios restrictivos tras el declive de precios del petróleo e inicio de la convergencia de condiciones en los sectores de la agroindustria

Transcurridos los momentos más críticos de la crisis energética de los 1970s, los cambios observados en los vectores que incrementan y reducen el coste de oportunidad de los actores vinculados al mercado de biocarburantes fueron homogeneizando gradualmente las condiciones de partida necesarias para el desarrollo del mercado de biocarburantes en los tres mercados analizados, debido principalmente a los progresivos cambios en el entorno político donde se adoptan las decisiones económicas de los sectores agroindustriales. Con estos cambios, las expectativas de expansión de la producción agrícola hacia los mercados energéticos se incrementarían y reaccionarían de una forma cronológicamente análoga, ante las políticas favorables de los gobiernos, impulsadas por la llegada de nuevos ciclos marcados por el incremento del coste de las importaciones de energía. Estas nuevas condiciones facilitarían la convergencia con los demás actores, determinando finalmente en la década de 2000 un nuevo escenario expansivo de cooperación positiva, favorable a los biocarburantes de primera generación y en consecuencia capaz de absorber gran parte de la producción agrícola.

En el caso de Brasil, tras un escenario de cooperación positiva que dio lugar a una expansión abrupta de la producción y del consumo de etanol carburante de caña de azúcar desde los 1970s, sobrevinieron posteriormente dos escenarios desfavorables para el desarrollo del mercado de etanol carburante. El primero fue un escenario de conflicto que estancó paulatinamente la expansión del mercado de etanol hidratado, con el declive de los precios del petróleo y el alto coste económico que representaban los subsidios al Plan Nacional del Alcohol, que incrementaron notablemente el coste político de oportunidad del Estado federal en favor del uso de etanol carburante. Posteriormente el declive de precios del crudo en el mercado internacional amplificaría el coste político del gobierno en favor del uso del etanol. En el sector agroindustrial de la caña con el incremento de las expectativas en el mercado internacional del azúcar, tras las mejoras en la

competitividad y en la eficiencia productiva de la industria azucarera brasileña, el coste de oportunidad vinculado al uso energético de la caña de azúcar aumentaría de forma importante. Estas relación de costes daría lugar a un periodo caracterizado por la predominancia de un escenario de cooperación negativa, donde las condiciones regulatorias y no regulatorias estarían minimizadas en torno al uso del etanol. Este escenario marcaría el colapso el mercado alternativo de etanol hidratado y la pérdida de confianza de los consumidores finales en los vehículos de consumo exclusivo de etanol.

En el caso de Estados Unidos, la relación subyacente observada durante la etapa anterior al período de auge del etanol de la década del 2000 estuvo caracterizada por la predominancia de escenarios de conflicto, donde las condiciones regulatorias y no regulatorias estarían restringidas en relación con el uso del etanol carburante obtenido de maíz. Los cuestionamientos al coste de la política agrícola, los intentos de reforma, los cambios en los mecanismos de protección y, principalmente, los cambios en el sistema de protección de la agricultura, promovidos desde el ámbito internacional del comercio, fueron afectando progresivamente el tradicional sistema de protección de los agricultores estadounidenses. Estos cambios institucionales redujeron la confortable cobertura que habían tenido los sectores agrícolas tradicionalmente dependientes de las ayudas federales, incrementando el riesgo de exposición al mercado, especialmente en las regiones con mayores problemas de sobreproducción, como la gran región productora de maíz del medio-oeste. La reducción del coste de oportunidad del sector agroindustrial, influido por los cambios institucionales vinculados al funcionamiento del mercado agrícola, incrementaría gradualmente el interés en el uso energético del maíz para la producción de biocarburantes.

Sin embargo, las condiciones en los mercados de energía fueron desfavorables al uso del etanol, en tanto que los precios del mercado de crudo declinaban durante los 1980s y alcanzaban mínimos históricos durante los 1990s. Mientras que vectores como la política medioambiental favorecían el uso de aditivos a los carburantes con el fin de controlar las emisiones contaminantes en las ciudades, otros vectores con un peso importante en la reducción del coste de oportunidad del gobierno federal relacionado con el fomento de energías alternativas, como los problemas relacionados con la seguridad energética, se encontrarían debilitados por los bajos costes de la energía. Esto finalmente reduciría los incentivos del gobierno a establecer políticas de mayor calado dirigidas a la expansión del uso de energías alternativas para el transporte. El resultado final de la interacción de estos vectores daría paso a un escenario de conflicto entre el gobierno federal y el sector agroindustrial, permitiendo un incremento moderado del uso energético del maíz en el mercado de aditivos durante el periodo previo a la década del 2000, restringiendo la posibilidad de una expansión abrupta de la producción y consumo del etanol de maíz, principalmente por que las condiciones suficientes para la conformación de un escenario de cooperación positiva se encontraban bastante restringidas por los bajos costes del petróleo.

En el caso de la Unión Europea, como en Estados Unidos, las negociaciones internacionales condujeron a un proceso de reformas para la adecuación de la política agrícola a las nuevas reglas del AOA y las nuevas disciplinas de la OMC. Las principales reformas de la Política Agrícola Común se iniciarían con la reforma "*MacSharry*" de 1992, afianzándose progresivamente los cambios en los mecanismos de protección agrícola. Las reformas subsecuentes afectarían gradualmente el tradicional sistema comunitario de ayudas a la agricultura, basado en la intervención en los precios de los productos, las garantías de adquisición, las subvenciones a las exportaciones y el alto nivel de

protección en la frontera. El coste de oportunidad en favor de la producción de biocarburantes se reduciría significativamente durante este periodo, al punto de que la misma Política Agrícola Común promovería expresamente el uso de cultivos alimentarios para cubrir necesidades energéticas en el transporte, así como otros usos alternativos de los factores de producción.

Sin embargo, el bajo coste de la energía, especialmente favorable a competitividad de la industria europea, frenaría el apoyo político al desarrollo de fuentes de energía alternativas para el transporte. Las influencia de los cambios institucionales en los mercados de productos agrícolas, así como la considerable convergencia de los Estados miembros en torno al desarrollo una política medioambiental de carácter comunitario, no serían vectores de suficiente calado para generar por sí mismos la convergencia necesaria para la emergencia de un escenario de cooperación positiva. De forma análoga a los casos de Estados Unidos y Brasil, el periodo de bajos precios de las importaciones energéticas de crudo limitaba la cooperación de los gobiernos en favor de una expansión del mercado de energías alternativas para el transporte. En este sentido, ni la política medioambiental de la Unión Europea ni los cambios en la Política Agrícola Común, serían vectores lo suficientemente influyentes como para reducir por sí solos el coste político de oportunidad del gobierno. Esta suma de fuerzas solamente podría dar lugar a un escenario de conflicto, reflejado en un crecimiento moderado del mercado de biocarburantes durante este periodo.

La respuesta sincrónica de los escenarios de cooperación positiva de la década del 2000 y su desestabilización actual en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea

A diferencia de los años 1970s, donde hemos observado que en Brasil la relación subyacente configuraba un escenario de cooperación positiva, mientras que en Estados Unidos y la Unión Europea se configuraban escenarios de conflicto por las condiciones relativamente "similares" de los mercados y las políticas, a principios de la década del 2000 la relación de costes de oportunidad favorables para la configuración de un escenario de cooperación positiva se dio en las tres entidades políticas de forma relativamente sincrónica. Esta relación de convergencia quedaría exteriorizada en una expansión abrupta del mercado de etanol carburante y biodiesel. Una nueva senda de crecimiento de los precios del petróleo en un contexto de déficit energético en el sector del transporte a ambos lados del Atlántico, y una difícil situación de los mercados de los cultivos agro-energéticos, así como los cambios progresivos en los sistemas de protección de los agricultores en los grandes mercados de la OCDE, impulsarían la convergencia necesaria de intereses públicos y privados para expandir significativamente el uso de renovables en el transporte y dar lugar al boom del mercado de los biocarburantes observado durante la década del 2000.

La confluencia en el tiempo de esta reducción de costes de oportunidad, producto de la armonización de los vectores favorables al uso energético de los productos agrícolas en el transporte, daría lugar a un escenario de cooperación plena entre el sector privado y el sector público, sobre la cual se desarrollaría una significativa expansión del mercado de biocarburantes. En el caso del Brasil, el escenario de cooperación positiva representa una relación asociativa determinada por la convergencia de intereses entre el Estado federal y el sector sucro-alcoholero en torno al incremento sustancial del uso de biocarburantes como fuentes renovables alternativas capaces de reducir el consumo de derivados del petróleo en el transporte rodado. Desde el punto de vista de gobierno federal brasileño, el incremento del coste de las importaciones de crudo destinadas a cubrir la demanda energética en el transporte, el apoyo al sector agroindustrial del

azúcar y el alcohol, así como el desarrollo de la política medioambiental vinculada en gran medida a la reducción de los costes externos derivados del uso de carburantes fósiles, fueron vectores importantes que redujeron el coste de oportunidad del uso de fuentes alternativas de energía primaria de producción propia, renovando significativamente el apoyo político al uso de biocarburantes. Desde el punto de vista del sector agroindustrial sucro-alcoholero de Brasil, la situación desfavorable en el mercado de productos agrícolas reduciría el coste de oportunidad para expandir la producción de etanol carburante. Con la reducción del coste de oportunidad del uso energético de la caña, los productores agroindustriales de azúcar tendrían todos los incentivos para colaborar resueltamente con las políticas expansivas de autosuficiencia energética del Gobierno Federal, entre estas, el fomento del uso del etanol y otros biocarburantes en el transporte.

En definitiva, en las tres áreas analizadas los vectores económicos y políticos reducirían el coste de oportunidad de los gobiernos y del sector agroindustrial en favor del desarrollo del sector de los biocarburantes de primera generación, configurando un escenario de cooperación positiva que daría lugar a una expansión abrupta de la producción y del consumo de etanol y biodiesel en el mercado de carburantes. El desarrollo de la política medioambiental y los cambios en la política agrícola acentuaron la reducción del coste de oportunidad relacionado al uso de biocarburantes, tanto para el gobierno como para en el sector agroindustrial y los consumidores finales, generando tal convergencia efectos expansivos en los mercados de biocarburantes, que han sido recogidos en los resultados altamente significativos para los parámetros estimados en el análisis de intervención de series temporales observados para este periodo. Hay que tener en cuenta que tanto Estados Unidos como la Unión Europea, con una mayor dependencia en las importaciones energéticas y altos niveles de consumo de carburantes fósiles en el sector del transporte, se encontraban bastante expuestos al riesgo de incrementos de precios y de seguridad de suministro energético petrolero. Las nuevas tendencias alcistas que presentaba el coste de las importaciones de petróleo, y las proyecciones de un escenario sostenido de incrementos de precios, tendrían un efecto sumamente favorable en relación con el apoyo político al desarrollo de energías alternativas y biocarburantes para el transporte en Estados Unidos y en la Unión Europea. Las consideraciones medioambientales relacionadas con la internalización de los efectos externos generados por el uso de carburantes fósiles en el transporte rodado, bajo la influencia de un nuevo paradigma de desarrollo más sostenible en materia medioambiental, así como los beneficios derivados del desarrollo de la economía rural, y del liderazgo tecnológico que implicaba el desarrollo de energías renovables y la explotación energética de la biomasa, serían también vectores coadyuvantes de considerable importancia para determinar la reducción del coste de oportunidad político en favor de las políticas de apoyo a los biocarburantes.

Desde el punto de vista del sector agroindustrial, vinculado a la producción de cultivos con potencial agro-energético en Estados Unidos y la Unión Europea, hemos observado que las reformas y el relativo debilitamiento en los sistemas de protección de la política agrícola aplicada en ambos países, ha sido un vector muy importante para comprender el cambio tan drástico en las decisiones de producción ligadas al uso energético de los productos agrícolas durante el periodo de cooperación positiva iniciado en los 2000. Con un mercado de *commodities* agrícolas a la baja, y con una menor protección de los mercados alimentarios que en los periodos previos a la reforma, el destino energético de los productos agrícolas era la salida económicamente racional y una alternativa jurídicamente consistente con la nueva regulación del comercio para los agroindustriales de ambos lados del atlántico. En este sentido, las reformas de las políticas de ayudas a la agricultura

y la situación de los mercados alimentarios a principios de los años 2000 fueron vectores que reducirían considerablemente el coste de oportunidad de la agroindustria vinculada a las materias primas agro-energéticas y favorecería una convergencia plena del interés privado con el interés político del gobierno en torno a la expansión de los biocarburantes.

La estabilidad de los escenarios en el tiempo está condicionada por el peso de los vectores que reducen o incrementan el coste de oportunidad de los actores del mercado de forma dinámica en el tiempo. La expansión o contracción abrupta o moderada del mercado está determinada finalmente por los cambios dinámicos en los vectores de influencia que afectan el grado de convergencia o divergencia en la relación de costes de oportunidad, políticos y económicos. Esto puede conducir a escenarios distintos para la producción y el consumo durante un mismo periodo de tiempo.

Un ejemplo de esto se da en el caso del modelo brasileño, donde la capacidad de producción de etanol de caña en determinados periodos ha sido superada por la demanda de consumo, espoleada por el auge del uso de vehículos flexibles en el mercado del transporte rodado, situación que ha llevado a un encarecimiento y pérdida de competitividad del etanol hidratado y un aumento del consumo de gasolina (gasohol). Así, mientras que el escenario de cooperación positiva se mantiene operativo en el caso de la producción, en el caso del consumo el escenario de cooperación positiva observado desde inicios de la década del 2000 ha dado paso a un escenario de conflicto, debido entre otras razones a que las preferencias de los consumidores finales están menos condicionadas por los elementos de consumo que en otros países, al poder elegir entre usar etanol hidratado o mezclas carburantes de gasolina con etanol de manera más flexible, y teniendo en cuenta que el encarecimiento del etanol hidratado ha incrementado el coste de oportunidad de los consumidores finales al punto de cambiar la relación subyacente.

En el caso de Estados Unidos, los cambios de la relación subyacente para la producción y el consumo tras el auge de los biocarburantes generados por el escenario de cooperación positiva han sido más semejantes entre sí que en el caso brasileño. Los cuestionamientos medioambientales y socio-económicos en torno a la eficiencia y a la efectividad de una política de diversificación energética en el transporte basada en el uso de cultivos alimentarios como el maíz incrementaron el coste político de oportunidad del gobierno federal, y esto se tradujo en cambios institucionales de gran calado recogidos principalmente por la EISA-2007 y la *Farm Bill* del 2008, que redirigieron el apoyo político a los biocarburantes más avanzados y limitaron expresamente la expansión del uso del etanol de maíz para cumplir con el RFS-2. El paso a un escenario de conflicto entre el gobierno federal y el sector agroindustrial del maíz quedó reflejado en el estancamiento de la producción y el consumo de etanol en el mercado, impacto que ha quedado recogido igualmente en el análisis de intervención de series temporales.

En caso de la Unión Europea también se ha observado como los vectores favorables al uso de biodiesel y etanol de primera generación, que condujeron a la reducción del coste político de oportunidad a principios de la década y a la configuración de un escenario de cooperación positiva con el sector agroindustrial, se han debilitado considerablemente hasta el punto de reconfigurar la relación subyacente en una de conflicto entre ambos actores del mercado. El reconocimiento político de los potenciales riesgos medioambientales y alimentarios, así como el escepticismo de algunos Estados miembros en una política de diversificación de fuentes de energía exclusivamente basada en el desarrollo a gran escala del mercado de biocarburantes de primera generación, se

formalizó en un cambio regulatorio que permitiría usar otro tipo de energías renovables para cumplir con las obligaciones comunitarias en materia de sustitución de combustibles fósiles en el transporte, generando finalmente bastante incertidumbre en los productores del sector. La incertidumbre en relación con las condiciones regulatorias comunitarias en el sector de la agroenergía ha aumentado tras la propuesta legislativa de limitar a un 5 % el uso de biocarburantes obtenidos de cultivos alimentarios para cumplir las cuotas nacionales, situación que limitaría considerablemente las expectativas de expansión del sector, e incrementaría significativamente los riesgos vinculados al desarrollo de biocarburantes avanzados por parte del sector privado.

Los resultados de la contrastación empírica de los escenarios de cooperación y conflicto nos han permitido analizar el valor de la relación entre el sector privado y el sector público en torno al desarrollo de energías renovables, en este caso para cubrir las necesidades energéticas en el transporte. Al parecer ni el sector privado, ni el sector público, han podido en ningún momento de la historia generar una expansión considerable del mercado de biocarburantes actuando de forma autárquica. En todos los escenarios de expansión contrastados en la presente tesis, ha habido una relación de cooperación o al menos de plena convergencia de intereses entre el gobierno y los actores privados involucrados.

Esto indica que la expansión del uso de alternativas energéticas de origen biológico, en sectores cautivos de los carburantes fósiles como el transporte, no puede alcanzarse solamente por las fuerzas del mercado, pero tampoco pueden alcanzarse mediante la labor autárquica del Estado regulador. Las imperfecciones del mercado de la energía para el transporte no impone por sí misma una convergencia de intereses entre el ámbito privado y público para el desarrollo de energía alternativas de origen biológico, porque ésta dependerá de que los costes de oportunidad en torno al desarrollo de biocarburantes en ambos sectores se reduzcan de forma sincrónica en un periodo determinado de tiempo, lo que depende a su vez de otros factores que están dentro o fuera del control político y económico. Debido a esto la cooperación no siempre es posible, lo que puede verse reflejado en la seguridad de suministro, uno de los principales objetivos que ha motivado el desarrollo de políticas de promoción de biocarburantes durante todo el siglo XX y en lo que va del siglo XXI.

Si en el caso del petróleo los altos costes de la energía pueden generarse, entre otras causas importantes, por el comportamiento estratégico maximizador de los productores, en un mercado con pocas posibilidades de sustitución; en el caso de los biocarburantes las decisiones que maximizan el beneficio pueden afectar el nivel de producción al estar condicionadas en gran medida por lo que pasa en los mercados conexos. En tanto las políticas de diversificación energética para el transporte estén basadas en cultivos alimentarios, o más genéricamente, en el uso de los factores de producción agrícola, el comportamiento de los mercados alimentarios puede afectar considerablemente la estabilidad del suministro de biocarburantes en el mercado del transporte, principalmente porque el aumento de los beneficios en los mercados alimentarios puede incrementar el coste de oportunidad del sector privado relacionado con el uso energético de los factores de producción agrícola.

La desestabilización de la necesaria convergencia de coste de oportunidad para la expansión del mercado de biocarburantes, puede darse también desde el sector público. El estado regulador puede encontrar políticamente más rentable ampliar el haz de posibilidades de sustitución de

importaciones energéticas, incluyendo además de energías renovables, fuentes de energía primaria de origen fósil. El desarrollo de nuevas fuentes alternativas a las importaciones energéticas dependerá de cómo influyan el coste de la energía, la protección medioambiental, la protección de los sectores estratégicos o políticamente importantes, los clivajes en el ámbito de la energía y la agricultura, entre otros vectores importantes, en la renta política de los gobiernos, dado que las condiciones de un mercado como el de los carburantes fósiles para el transporte, harían bastante difícil alcanzar un nivel de penetración de energías renovable como los biocarburantes sin la intervención del Estado regulador.

En la actualidad el proceso de transición energética parece inevitable, aunque también bastante incierto en relación con los futuros cambios en la matriz energética global. Aunque las tecnologías de conversión y explotación de los recursos energéticos se han desarrollado considerablemente en las últimas décadas, el sistema energético mundial continúa siendo alimentado principalmente por fuentes de energía no renovables que se comercializan en un mercado internacional donde los costes medioambientales, especialmente los vinculados al desafío del cambio climático, compiten políticamente con los costes energéticos vinculados a la competitividad de las industrias nacionales en el mercado global. Además de los factores tecnológicos y la debilidad de la gobernanza global en materia medioambiental, el comportamiento estratégico de los países exportadores con grandes recursos, así como de los importadores y consumidores de energía, son factores que pueden afectar significativamente el desarrollo del proceso de transición hacia un sistema energético económica y medioambientalmente más sostenible.

Es necesario poner de manifiesto también la existencia de una serie de limitaciones en el desarrollo de la tesis presentada en estas páginas. Por una parte, hay que tener en cuenta que la escasez de datos disponibles limita las posibilidades para extender el análisis a campos conexos de considerable importancia, como el estudio longitudinal del comercio internacional de biocarburantes y de materias primas agroenergéticas. En este último caso el análisis empírico no descarta los efectos externos cruzados derivados de las políticas de expansión de la demanda de biocarburantes en Estados Unidos y la Unión Europea, resultados que han contribuido a incrementar significativamente el nivel de producción de etanol de caña de azúcar en determinados momentos del proceso expansivo fraguado durante el segundo escenario de cooperación positiva en Brasil, pero un contexto de información más profundo podría permitir la contrastación de un grupo de hipótesis longitudinales y cruzadas mucho más rico. En el caso del mercado de biodiesel en Estados Unidos y la Unión Europea, la limitación en relación con las observaciones de producción y consumo ha sido un obstáculo para analizar cuantitativamente su relación con los escenarios de expansión mediante el uso del análisis de series temporales interrumpidas.

Por otra parte, el estudio de la evolución del modelo de promoción de biocarburantes europeo podría completarse significativamente con un análisis en detalle de las medidas nacionales, así como a los mercados comunitarios conexos que han surgido a lo largo del periodo analizado como producto de los cambios históricos observados en los mercados de energía y que han estado condicionadas por la organización política intergubernamental de la Unión Europea. Este tipo de estudios excede lógicamente el ámbito de análisis de este trabajo, pero consideramos que sus hallazgos pueden contribuir a explicar las particularidades del desarrollo del mercado en la Unión Europea.

Igualmente, en estrecha conexión con el análisis de la reducción de los riesgos que impiden el desarrollo comercial de carburantes renovables avanzados, puede resultar de gran interés analizar las conexiones entre las políticas nacionales de fomento y el desarrollo del comercio internacional de productos energéticos alternativos, incluyendo todas las posibilidades de diversificación energética desde una perspectiva agregada. El estudio de la institucionalización global del comercio de las energías renovables, así como de los acuerdos necesarios para integrar la dimensión medioambiental en torno al uso de la energía en el transporte, es un campo de investigación clave para comprender mejor la interrelación entre el mercado, la política y la transición energética, en relación con la sostenibilidad medioambiental en el uso de la energía y las condiciones que pueden favorecer la reducción de la influencia antropogénica sobre el equilibrio medioambiental.

Bibliografía

- Brzezinski vs. Director , Caso C-313/05 (European Court of Justice 18 de 1 de 2007).
- Davidoff , P. (1984). *Dívida externa e política econômica*. São Paulo: Brasiliense .
- El Bassam, N. (2010). *Handbook of Bioenergy Crops: A Complete Reference to Species, Development and Applications*. Washington DC: Earthscan.
- Eurobserv'ER. (2013). *Interactive Eurobserv'ER database*. Obtenido de Eurobserv' ER, L'Observatoire des Energies Renouvelables : <http://www.eurobserv-er.org/>
- Fan, J. (2000). Price uncertainty and vertical integration: an examination of petrochemical firms. *Journal of Corporate Finance*, 345-376.
- Gaoa, Y., Skutschb, M., Drigo, R., Pacheco, P., & Masera, O. (2011). Assessing deforestation from biofuels: Methodological challenges. *Applied Geography*, Volume 31, 508–518.
- Gui, M., Lee , K., & Bhatia, S. (2008). Feasibility of edible oil vs. non-edible oil vs. waste edible oil as biodiesel feedstock. *Energy*, V.33, 1646–1653.
- Hood, C. (2010). *REVIEWING EXISTING AND PROPOSED EMISSIONS TRADING SYSTEMS*. Paris: OECD/IEA, 2010.
- IATRC. (1988). *Bringing agriculture into the GATT : designing acceptable agricultural policies* International Agricultural Trade Research Consortium. IATRC.
- Kegl, B. (2008). Biodiesel usage at low temperature. *Fuel*, Volume 87,1306-1317.
- Lazzari, S. (2005). Energy Tax Policy: An Economic Analysis. *US CRS Report for Congress*.
- Marchetti, J., Miguel, V., & Errazu, A. (2007). Possible methods for biodiesel production. *Renewable Sustainable Energy Review*, AUG 2007-1300-1311.
- Robles-Medina, A., González-Moreno, P., & Esteban, L. (2009). Biocatalysis: Towards ever greener biodiesel production. *Biotechnology Advances* , V.27,Pages 398-408.
- Shapouri , H., & Gallagher , P. (2005). *USDA's 2002 Ethanol Cost-of-Production Survey Agriculture Economic Rep. No. 841*. Washington, DC: USDA.
- Shumacher, L., Van Gerpen , J., & Adams, B. (2004). Biodiesel Fuels . *Encyclopedia of energy* , 151-162.
- Wyma, C. (2004). *Ethanol Fuel*, Pages 541-555,. Boston: 541-555.
- Abbaszaadeh, A., Ghobadian, B., & Reza , M. (2012). Current biodiesel production technologies: A comparative review. *Energy Conversion and Management*,, V.63,138-148.

- Ackrill, R., & A., K. (2011). EU Biofuels Sustainability Standards and Certification Systems – How to Seek WTO-Compatibility. Volume 62, Issue 3. *Journal of Agricultural Economics*, V.62/ 551-564.
- Adelman, M. (2002). World oil production & prices 1947–2000. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 169–191.
- Ajanovic, A., & Haas, R. (2010). Economics Challenges for future relevance of biofuels in transport in EU Countries. *Energy*, 3340-3348.
- Altın, R., Çetinkaya, S., & Yüces, H. (2001). The potential of using vegetable oil fuels as fuel for diesel engines. *Energy Conversion and Management*, Volume 42, 529-538.
- Amaury, J., Hiroshi, N., & Abrão, G. (2011). *Estudo sobre a Carga Tributaria Dos Combustíveis*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- ANFAVEA. (2013). *Anuário da Indústria Automobilística Brasileira ANFAVEA*.
<http://www.anfavea.com.br/>. Obtenido de <http://www.anfavea.com.br/>
- ANP. (2013). *Evolução Do mercado de Combustíveis e derivados: 2000-2012*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico.
- Anton, J. (2008). *An analysis of EU, US and Japanese green box spending, en Agricultural Subsidies in the WTO Green Box*. ICTSD. International Centre for Trade and Sustainable Development: Geneva.
- Assunção, L., & Zhang, X. (2002). *Domestic Climate Change Policies and the WTO*, UNCTAD/OSG/DP/164. Geneva: UNCTAD.
- B. Oregon. (2012). *Business Oregon*-. Obtenido de State of Oregon:
<http://www.oregon4biz.com/The-Oregon-Advantage/Incentives/Enterprise-Zones/standard-zone/>
- Baccarin, J. (2005). *A Desregulamentação e o desempenho do complexo sucroalcooleiro no Brasil*. Tese de Doutorado. São Carlos: Universidade Federal de São Carlos.
- Bajay, S. (2004). National Energy Policy: Brazil. *Encyclopedia of energy*, 111-125.
- Baker Institute. (2010). *Fundamentals of a Sustainable US Biofuels Policy*. Houston: James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University.
- Banco de Desenvolvimento do Estado de São Paulo. (1980). *PROALCOOL no Estado de São Paulo: análise e subsídios*. São Paulo: BDESP.
- Barsky, R., & Kilian, L. (2004). Oil and the Macroeconomy Since the 1970s. *Journal of Economic Perspectives*, 115-134.
- Barzelay, M. (1980). *The political economy of alcohol energy in Brazil*. Stanford, CA: Student energy study series report. Stanford University. Institute for Energy Studies.

- Barzelay, M. (1986). *The politicized market economy : alcohol in Brazil's energy strategy*. Berkeley: University of California Press.
- Benavides , N. (14 de Marzo de 2012). *Parcela de preço específica: sua natureza tributaria. A legitimidade "Ad Causam" das distribuidoras de combustível*. Obtenido de Jus Navigandi: <http://jus.com.br/revista/texto/6192/parcela-de-preço-especifica-sua-natureza-tributaria>.
- Bethell, L. (2008). *The Cambridge History of Latin América. Volume IX Brazil since 1930*. New York: Cambridge University Press.
- Bhattacharyya, S. (2011). *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance*. London: Springer.
- Blanchard, J., & Gali, J. (2007). The Macroeconomic Effects of Oil Shocks: Why are the 2000s So Different from the 1970s? *NATIONAL BUREAU OF ECONOMIC RESEARCH, NBER Working Paper No. 13368, 77*.
- Blinder, A. (1979). *Economic policy and the great stagflation*. New York: NY: Academic Press.
- BNDES . (marzo de 2012). *O Banco Nacional do desenvolvimento*. Obtenido de http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/index.html
- Borges, J. (1992). Custos, preços e competitividade do álcool combustível. *Revista Brasileira de Energia*, V.2,nº2/163-175.
- Boumellassa, H., Laborde, D., & Mitaritonna, C. (2009). *A picture of tariff protection across the World in 2004, IFPRI Discussion Paper 903*. . Washington, D.C. : International Food Policy Research Institute (IFPRI).
- Bowers, D., Rasmussen, W., & Baker, G. (1984). *History of agricultural price-support and adjustment programs, 1933-84*. Washington DC : USDA-ERS.Agricultural Information Bulletin 485.
- Box, G., & Tiago, G. (1975). Intevention analysis with applications to economic and environmental problems. *Journal fo the American Statistical Association*, , 70-92.
- Bracmort, K. (2011). *Meeting The Renewable Fuel standard (RFS) Mandate for Cellulosic Biofuels: Questions and Answers*. DIANE Publishing Company.
- Bracmort, K., & Gorte, R. (2010). *Biomass: Comparison of Definitions in Legislation*. Congressional Reseach Service, CRS- Report for the Congress.
- Brian, F. (2001). *Gasoline Excise Taxes, 1933-2000. Statistics of Income Bulletin: Internal Revenue Service, Federal Excise Taxes Reported to or Collected by the IRS, Alcohol and Tobacco Tax and Trade Bureau, and Customs Service: 1997-2004*.
- British Petroleum. (6 de 6 de 2012). *BP Statistical Review of World Energy 2011*. Obtenido de <http://www.bp.com/>
- British Petroleum. (1 de 3 de 2013). *BP Statistical Review of World Energy 2013*. Obtenido de <http://www.bp.com/>

- Burke, M., & Friel, M. (2005). *Understanding Federal Income Taxation*. Louisville, KY: Matthew Bender & Co; 2 edition .
- Burnquist, H., & Bacchi, M. (2002). *Análise de barreiras protecionistas no mercado de açúcar. En Moraes, M.; Shikida, P. Agroindústria canavieira no Brasil- evolução, desenvolvimento e desafios*. São Paulo: Atlas.
- Bush, G. (1992). "Statement on Signing the Energy Policy Act of 1992,. Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project.: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=21653>.
- Bush, G. (2007). *Remarks on energy Security and Climate Change*. Whashington DC: US Department of the State. Obtenido de http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/infocus/bushrecord/documents/Selected_Speeches_George_W_Bush.pdf
- Caldwell, L. (2007). U.S. Ethanol Forecast Identifies Refiner, Marketer Opportunities. *Oil & Gas Journal*, Marzo-18.
- Carneiro, R. (2002). *Desenvolvimento em crise-a economia brasileira no último quarto do século XX*. . São Paulo: UNESP.
- Carrateto, C., Macor, A., Mirandola, A., & Stoppato, A. (2004). Biodiesel as alternative fuel: Experimental analysis and energetic evaluations. *Energy*, Volume 29, 2195-2211.
- Carter, J. (1980). "Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980 Remarks on Signing H.R. 3919 Into Law." . Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project.: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=33214>.
- Clark, J., & Halbouty, M. (1972). *The Last Boom: The Exciting Saga of the Discovery of the Greatest Oil Field in America*. New York: Random House.
- Cleveland , C. (2004). *Encyclopedia of Energy* . Boston: Elsevier Science.
- Clinton, W. (1995). "Message to the Congress Transmitting the Energy Policy Report," . Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project.: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=51707>.
- Clinton, W. (1998). "Memorandum on Cutting Greenhouse Gases Through Energy Savings Performance Contracts". Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=56366>.
- Clinton, W. (1999). "Memorandum on Biobased Products and Bioenergy" . Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=58048>.
- Clinton, W. (2000). "Letter to Congressional Leaders Transmitting a Report on Federal Agency Climate Change Programs and Activities". Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project. : <http://www.presidency.ucsb>

- COA. (2012). *Strategic Investment Program Agreements* . Obtenido de County Administrative Office Washington County Oregon: <http://www.co.washington.or.us/CAO/sip.cfm>
- Coelho, S., & Goldemberg, J. (2004). *Alternative Transportation Fuels: Contemporary Case Studies*. Encyclopedia of Energy: 67-80.
- COM . (2001e). *Tax policy in the European Union : Priority for the years ahead, Commission of the European Communities, COM (2001) 260 final.*
- COM . (2005b). *Plan de acción de ayudas Estatales. Menos ayudas estatales con unos objetivos mejor definidos: programa de trabajo para la reforma de las ayudas estatales 2005 – 2009. Comisión Europea, COM (2005) 107.*
- COM. (1992). *Proposal for a council directive introducing a tax on carbon dioxide emissions and energy, European Commission, COM (92) 226 final.*
- COM. (1995). *Commission of the European Communities: "White Paper An Energy Policy for the European Union", COM(95) 682 final .*
- COM. (1997). *Commission of the European Communities (1997): Communication From The Commision: An overall view of energy Policy and Actions COM (97)167 Final. .*
- COM. (1997b). *Comunication of the Commission on Energy for the future: Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan of 26 November 1997 COM (97) 599 final.*
- COM. (2000). *"Green Paper towards a European strategy for the security of energy supply". European Commission. 29/11/2001. COM (2000) 769 Final .*
- COM. (2001a). *White Paper European transport policy for 2010: time to decide. Commission of the European Communities, COM (2001) 370 final.*
- COM. (2001b). *On alternative fuels for road transport and on a set of measures to promote the use of biofuels. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council, on the promotion of the use of Biofuels. Commission of the E.C., COM(2001) 547.*
- COM. (2001c). *Libro Blanco - La política Europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad. Comisión de las Comunidades Europeas, COM/2001/0370 final .*
- COM. (2001d). *Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, The ESCR on the implementation of the Community strategy and action plan on Renewable Energy Sources (1998-2000). COM(2001).*
- COM. (2002a). *Towards a sustainable farming: a mid-term review of the common agricultural policy, COM(2002) 394 final.*
- COM. (2002b). *Amended proposal presented by the Commission for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of biofuels for transport. COM (2002) 508 final.*

- COM. (2002c). *Proposal for a Council Directive amending Directive 92/81/EEC, with regard to the possibility of applying a reduced rate of excise duty on certain mineral oils containing biofuels and on biofuels, COM(2001) 547 Final.*
- COM. (2005a). *Plan de acción sobre la Biomasa. Comisión de las Comunidades Europeas, COM(2005) 628 final.*
- COM. (2006). *European Commission, Report from the Commission to the Council on the review of the energy crops scheme, COM(2006) 500 final. .*
- COM. (2006a). *Comunicación de la Comisión: Estrategia de la UE para los biocarburantes. Comisión de las Comunidades Europeas, COM(2006) 34 final.*
- COM. (2006c). *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, Competitive and Secure Energy. Commission of the European Communities, COM(2006) 105 final.*
- COM. (2006d). *Renewable Energy Roadmap- Renewable energies in the 21 century-Building a More suitable future. Commission of the European Communities, COM(2006) 848 Final, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament.*
- COM. (2007). *Comunicación de la Comisión al Consejo, al PE, al CESE y al C R- Plan Estratégico de Tecnología Energética (plan EETE) Hacia un futuro con baja emisión de carbono, COM(2007) 723 final .*
- COM. (2007b). *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, on preparing for the "Health Check" of the CAP reform - [COM(2007) 722 final.*
- COM. (2008a). *Dos veces 20 para el 2020: El Cambio Climático, una oportunidad para Europa, Comisión de las Comunidades Europeas, COM(2008)30 final. .*
- COM. (2008b). *Communication from the Commission to EP, the Council, the ESC y the C of the R- Second Strategic Energy Review : an EU energy security and solidarity action plan, COM(2008) 0781 final.*
- COM. (2008c). *Commission of the European Communities, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council, on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM(2008) 19 Final .*
- COM. (2009a). *Comisión Europea, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y social Europeo y al Comité de regiones: La inversión en el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono (Plan EETE).*
- COM. (2011a). *Por una fiscalidad más inteligente para la UE: propuesta de revisión de la Directiva sobre la imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Comisión Europea, COM(2011)168 final .*
- COM. (2011b). *European Commission, Proposal for a Council Directive: amending directive 2003/96/CE restructuring the community framework for the taxation of energy products and electricity", COM(2011) 169/3.*

- COM-ECCP. (2003). *Second European Climate Change Programme (ECCP) Progress report, Can we meet our Kyoto Targets?* .
- Comisión Europea. (2008). *Ayudas estatales: Directrices sobre Ayudas Estatales en Favor del Medio Ambiente (Preguntas más frecuentes), MEMO/08/31* .
- Comisión Europea. (2010). *Comunicación de La DG de Agricultura, y desarrollo Rural, Concerniente a las ayudas para los cultivos energéticos y el Requerimiento de Retirada de Tierras* .
- Commission of the European Communities. (1968). *First Guidelines for a Community energy policy, COM(1968) 1040*.
- COM-SEC. (2009). *"The role of European agriculture in climate change mitigation. European Commission, Commission Staff Working Document SEC (2009) 1093 final*.
- Crosbie, J. (1993). Interrupted time-series analysis with brief single-subject data. . *Journal of Consulting and Clinical Psychology*, V. 61(6)/966-974.
- Cunningham, L., Roberts, B., Canis, B., & Yacobucci, B. (2013). *Alternative Fuel and Advanced Vehicle technology Incentives: A Summary of Federal Programs*. www.crs.gov: Congressional Research Service.
- Da Costa, M. (2003). *Setor Sucroalcooleiro –da rígida intervenção ao libre mercado*. São Paulo: Editora Método.
- Da Rocha Sampaio, R. (2010). Leadership Challenges: Biofuels and the 2009 Brazilian National Climate Change POLicy Act. *Renewable Energy Law and Policy*, 189-196.
- Dales, J. (1968). *Dales, J. (1968): Pollution, Property and Prices*. Toronto: Univesity of Toronto Press.
- Dankers, C. (2003). *Environmental and Social Standards, Certification and Labeling for Cash Crops*. Rome: FAO Coommodities and trade technical paper .
- Darril, R., De la Torre Ugarte, D., & Tiller, K. (2003). *Rethinking US Agricultural Policy: Changing Course to Secure Farmer Livelihoods Worldwide*. Tennessee: Agricultural Policy Analysis Center. The Univesity of Tennessee.
- Darryl, R. (2003). *1996 farm bill: A pattern for future legilation or failed experiment*, . Tennessee: Agricultural Policy Analysis Center, University of Tennessee. Obtenido de <http://www.agpolicy.org/pubs/nd.pdf>
- Dasgupta, P., & Heal, G. (1995). *Economic Theory and Exhaustible Resources*. New York: Cambridge University Press.
- De Castro Santos, M. (1979). *The Politics of Energy Crises in Brasil: An Overview*. Pittsburg.: Paper presented at the VIII Annual Meeting of the Latin- American studied Association.
- de Castro Santos, M. (1979). The politics of energy crises in Brasil: an Overview. *Paper presented at the VIII Annual meeting of Latin-American Studies Association*, Pittsburg.

- De Castro Santos, M. (1985). *Alcohol as fuel in Brazil: An alternative energy Policy and Politics*, P.h.D. dissertation Massachusetts Institute of Technology. Cambridge, Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology.
- De Freitas, L., & Kaneko, S. (2011). Ethanol demand under the flex-fuel technology regime in Brazil . *Energy Economics*, v.33,1146-1154.
- de Sousa Barbosa, A., Aggio, A., & Coelho Lambert, H. (2002). *Política e sociedade no Brasil, 1930-1964*. São Paulo: Annablume.
- DelVaux, B. (2003). The EC State Aid Regime Regarding renewable: Opportunities and Pitfall” . *European Environmental Law Review*, 103.
- Delvaux, B. (2004). Promoting Biofuels in Energy Supply: the European Legal Framework. *European Environmental Law Review*, N.3/66-78.
- Demirbas, A. (2009). Political, economic and environmental impacts of biofuels: A review. *Applied Energy* , 108-117.
- Demirbas, A. (2009). Progress and recent trends in biodiesel fuels. *Energy Conversion and Management*, Volume 50, 14-34.
- Demirbas, A. (2011). Competitive liquid biofuels from biomass. *Applied Energy*, 17-28.
- Dias, J., & Quaglino, M. (1993). *A Questão do Petróleo No Brasil- Uma história da PETROBRÁS*. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS.
- Dimitri , C., Efland, , A., & Conklin, N. (2005). *The 20th Century transformation of US agriculture and farm policy*. En file:///C:/Users/Jorge%20Rodr%C3%ADguez/Downloads/60b7d51e844f9326d0.pdf: USDA, Electronic Report from the Economic Research Service.
- Dorinogi, S., & Gulli, F. (2002). Energy tax Harmonization in the European Union: A proposal based on the internalization of environmental external cost. *European Environment*, 12/17-34.
- Duffield, J., & Birchfield, V. (2011). *Toward a Common European Union Energy Policy. Problems, Progress, and Prospects*. New York: Palgrave Macmillan.
- Duffield, J., Xiarchos, I., & Halbrook, S. (2008). Ethanol Policy: Past, Present, and Future,” by South Dakota Law Review. *South Dakota Law Review*, 53 S.D. L. REV. 425.
- Earley, J. (2009). *US Trade Policies on Biofuels and Sustainable development* . ICTSD Programme on Agricultural Trade and Sustainable Development ICTSD Global Platform on Climate Change, Trade Policies and Sustainable Energy Issue Paper No. 18.
- EBB. (2013). *Legislation* . Obtenido de Euroepan Biodiesel Board: <http://www.ebb-eu.org/legislation.php>
- ECOTEC. (2002). *cotec, Renewable energy sector in the EU its employment and export potential. A Final Report to DG Environment*. Birmingham : C1961.

- Effland, A., Young, E., & Westcott, P. (2005). *Can Traditional Approaches to Agricultural Policy Meet Domestic and International Policy Goals?* New Orleans: USDA-Economic Research Service.
- Ehlermann, C. (1994). Role of the European Commission as Regards National Energy Policies. *Journal of Energy & Nat. Resources (1994)*, 12/ 342.
- Elbehri, A., Umstaetter, J., & Kelch, D. (2008). *The EU Sugar Policy Regime and Implications of Reform*. Washington DC: ERS USDA.
- Ellerman, A., Convery, F., & de Perthuis, C. (2010). *Pricing Carbon, The European Emissions Trading Scheme*. Cambridge University Press.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Ministério de Minas e Energia – MME. (2013). *Balanço Energético Nacional 2013: Ano base 2012*. Brasília.
- EPE. (Varias entradas de 2013). *Análise de Cojuntura dos Biocombustíveis. Ministerio de Minas e Energia*. Brasília: Empresa de pesquisa energética. Obtenido de <https://www.epe.gov.br>
- EPE-MME. (última entrada febrero 2014). *Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Ministério de Minas e Energia – MME*. Obtenido de Balanço Energético Nacional: <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleatas.aspx>
- Eurobserv'ER. (2011). *Interactive Eurobserv'ER database*. Obtenido de Eurobserv' ER, L'Observatoire des Energies Renouvelables: <http://www.eurobserv-er.org/>
- European Commission . (2007). *Impact Assessment Renewable Energy Roadmap March 2007: The impact of a minimum 10% obligation for biofuels use in the EU-27 in 2020 on agricultural markets, DG for Agriculture and Rural development*.
- European Commission. (2006). *Fact sheet: Biofuels in the European Union, an agricultural perspective*.
- European Commission. (2007). *Biofuels: aid per hectare of energy crops reduced as the area exceeds 2 million hectares, European Commission - IP/07/1528*.
- European Commission. (2010a). *FP6- Sustainable development, Global Change and Ecosystems*. Obtenido de Research and Innovation: http://ec.europa.eu/research/fp6/index_en.cfm?p=6
- European Commission. (2011b). *Practical Guide to EU funding opportunities for research and innovation*. Obtenido de CORDIS- Community Reserach and Information Service: http://cordis.europa.eu/eu-funding-guide/annex01_en.html
- European Commission. (2011c). *Intelligent Energy Europe*. Obtenido de Energy: http://www.eaci-projects.eu/iee/page/Page.jsp?op=project_list&searchtype=3
- European Commission. (2012b). *Trade*. Obtenido de European Commission: [http://trade.ec.europa.eu/doclib/cfm/doclib_section.cfm?sec=610&langId=en%20y%20OMC%20\(2011\)%20P%C3%A1gina%20web:%20http://www.wto.org/english/tratop_e/tp348_e.htm](http://trade.ec.europa.eu/doclib/cfm/doclib_section.cfm?sec=610&langId=en%20y%20OMC%20(2011)%20P%C3%A1gina%20web:%20http://www.wto.org/english/tratop_e/tp348_e.htm)

- European Commission. (2013). *Agriculture and Rural Development*. Obtenido de European Commission : http://ec.europa.eu/agriculture/cap-history/2003-reform/index_en.htm
- European Commission. (2013b). *Renewable Energy*. Obtenido de European Commission, Energy: http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm
- European Commission. (2008). *Minutes of the 104th meeting. Taxation and customs Union, Customs Code Committee*.
- European Commission. (2011a). *Sixth framework Programme 2002-2006*. Obtenido de Research and Innovation: http://ec.europa.eu/research/fp6/index_en.cfm?p=0_docs
- European Parliament. (2006a). *On a strategy for biomass and biofuels, European Parliament Report A6-0347(2006)*.
- European Parliament. (2006a). *Report, On a strategy for biomass and biofuels, Committee on Industry, Research and Energy. Final A6-0347(2006)*.
- Evaristo, M. (Abril de 2011). *Os impactos económicos e sociais advindos da arrecadação das contribuições de intervenção no domínio económico para o setor de petróleo e gás. 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo y Gas, rio de Janeiro:2003*. Obtenido de <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8>
- FAO. (2008). *BIOENERGY POLICY, MARKETS AND TRADE AND FOOD SECURITY TECHNICAL BACKGROUND DOCUMENT FROM THE EXPERT CONSULTATION HELD ON 18 TO 20 FEBRUARY 2008*. Roma: FAO.
- Fennell, R. (1997). *"The Common Agricultural Policy – Continuity and Change"*. Clarendon: Oxford.
- Fernandez, E., & Coehlo, S. (1996). *Perspectivas do Alcool Combustível no Brasil*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Ferreira, A. (2013). *UMA ANÁLISE ECONÔMICA DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS NO SETOR DE PETRÓLEO NO BRASIL*. RIO DE JANEIRO: Dissertação (mestrado) - Fundação Getulio Vargas, Escola de Pós-Graduação em Economia.
- Fischler, F. (2002). *Presentation of the CAP mid-term review at the Agricultural Council*. Obtenido de Communication Service of the European Commission: http://www.cvce.eu/content/publication/2005/6/24/bdb7f616-0755-4253-a469-e23d3b0c79ee/publishable_en.pdf
- Flynn, S. (2003). *Strategic Investment Program: Policy Update Needed Multnomah County Oregon*.
- Fontaras, G., Karavalakis, G., Marina, K., Bakeas, E., Stamoulis, S., Stournas, S., & Samar, Z. (2009). Effects of biodiesel on passenger car fuel consumption, regulated and non-regulated pollutant emissions over legislated and real-world driving cycles. *Fuel*, Volume 88, 1608-1617.
- Frankel, p. (1989). Principles of petroleum: then and now. *The Energy Journal*, 1-5.

- Furtado, A CEPAL. (2009). *Biocombustibles y Comercio Internacional. Una perspectiva latinoamericana*. CEPAL. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- García Delgado, J., & Gracia Grande, M. (2005). *Política agraria común: balance y perspectivas*. Barcelona: La Caixa. Colección de Estudios Económicos .
- Gardner, B. (1993). The Political Economy of Agricultural Pricing Policy. *The World Economy* , V.16, 611-619.
- Gardner, B. (2000). International Trade and the Future of American Agriculture. *Journal of Agribusiness*, 27-40.
- Gardner, B. (2002). *American Agriculture in the Twentieth Century. How it Flourished and What it Cost*. . Cambridge: Harvard University Press.
- Gerpen, J. (2005). Biodiesel processing and production. *Fuel Processing Technology*, 1097–1107.
- Gielecki, M., Mayes, F., & Prete, L. (2001). *Incentives, Mandates, and Government Programs for Promoting Renewable Energy*. Washington, DC: Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.
- Giesecke, J., Horridge, J., & Scaramucci, J. (2009). The Downside of Domestic Substitution of Oil with Biofuels: Will Brazil Catch the Dutch Disease? en Brazilian Regional Structural Adjustment to Rapid Growth in Global Ethanol Demand'. *Studies in Regional Science*, 2009, , V.39(1), 189-207.
- Goldemberg, J. (1997). Energy environment & development. *Long Range Planning*,, V. 30,1997, 636.
- Goldemberg, J., Teixeira , S., & Már, P. (2004). Ethanol learning curve—the Brazilian experience. *Biomass and Bioenergy*, V.26, 301-304.
- Goldemberg, J., & Guardabassi, P. (2009). Are biofuels a feasible option? *Energy Policy*, V.37, 10-14.
- Goldemberg, J., & Macedo, I. (1994). Brazilian alcohol program: an overview. *Energy for Sustainable Development*, Volume 1, Issue 1, May 1994, Pages 17-22, V.1, 17-22.
- Goldemberg, J., Horta Nogueira, L., Moreira, J., & Schuchardt, U. (2013). The rationality of biofuels. *Energy Policy*, V.61, 595-598.
- Goldemberg, J., Mello, F., Cerri, C., Davies , C., & Cerri, C. (2014). Meeting the global demand for biofuels in 2021 through sustainable land use change policy. *Energy Policy*, *In Press*, *Corrected Proof*, Available online.
- Goldemberg, J., Schaeffer, R., Szklo, A., & Lucchesi, R. (2014). Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil? *Energy Policy*, Vo.64,58-70.
- Goldemberg, J., Teixeira , S., & Guardabassi, P. (2008). The sustainability of ethanol production from sugarcane. *Energy Policy*, V.36, 2086-2097.

- Goldemberg, J., Teixeira, S., & Lucon, O. (2004). How adequate policies can push renewables. *Energy Policy*, V.32, 1141-1146.
- Gottman, J. (1981). *Time-Series Analysis: A Comprehensive Introduction for Social Scientists*. New York: Cambridge University Press.
- Goudsblom, J. (1992). *Fuego y Civilización*. Santiago de Chile: Editorial Andrés Bello.
- Greene, D. (2004). Transportation and Energy, Overview. *Encyclopedia of Energy*, 179-188.
- Greene, D. (2010). Measuring energy security: Can the United States achieve oil independence? *Energy Policy*, 1614-1621.
- Greene, D., Leiby, P., & Patter, P. (2008). Oil Independence: Achievable National Goal or Empty Slogan? . *Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board*, 47-53.
- Grossman, P. (2013). *U.S. Energy Policy and the Pursuit of Failure*. New York: Cambridge University Press .
- Growth Energy. (2009). *Application for a waiver Pursuant to Section 211(f)(4) of the Clean Air Act for E-15*. Growth Energy on Behalf of 52 United States Ethanol Manufacturers.
- GTI-Biodiesel Brasil. (2003). *Grupo de trabalho Interministerial-GTI-Biodiesel Relatório Final- Anexo III. relatórios Finais, Subgrupos capacidade de produção do Biodiesel*. Obtenido de MME-Brasil: <http://www.mme.gov.br/programas/biodiesel/menu/Publicacoes.html#>
- Gucciardi, C. (2008). *Uma Análise da Política Pública do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB)*. Brasília: Universidade de Brasília- Centro de desenvolvimento Sustentável. Dissertação de Mestrado .
- Haaland, J. (1997). *Energy Policy in the European Union (The European Union Series)*. Palgrave Macmillan .
- Half, A. (2008). Energy Nationalism, Consumer Style: How the quest for “Energy Independence” undermine U.S Ethanol Policy and Energy Security. *Stanford Law & Policy Review*, V.19, 402-425.
- Hamilton, J. (1983). Oil and the Macroeconomy since World War II. *Journal of Political Economy*, 228-248.
- Hathaway, D. (1997). *Agriculture and the GATT: Rewriting the Rules. Policy Analysis in International Economics*. Washington, DC: Institute for International Economics.
- Hellema, D., Wiebes, C., & Witte, T. (2004). *The Netherlands and The Oil Crisis. Business as Usual*. Amsterdam: Amsterdam University Press.
- Hellerstein, W., Youngman, J., & Hellerstein, J. (2005). *State and Local Taxation, Cases and Materials, Eighth Edition*. St. Paul, MN: Thomson/West.

- Herzog, P. (1975). The European Community and the Recycling of Petrodollars . *Syracuse Journal of International Law and Commerce*, V.3/ 7.
- Hill, J., Nelson, E., Tilman, D., Polasky, S., & Douglas, T. (2006). Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels. *PNAS* 2006 103 (30) , 11206-11210.
- Hill, J., Polasky, S., Nelson, E., Tilman, D., Huo, H., Ludwig, L., . . . Bonta, D. (2008). Climate change and health costs of air emissions from biofuels and gasoline. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, V.106 no.6, 2077-2082.
- Hogan, C. (26 de 1 de 2013). *Encyclopedia of Earth*. Obtenido de Wheat: <http://www.eoearth.org/view/article/176232>
- House, R., Trebilcot, M., & Eliason, A. (2013). *The Regulation of International Trade- Fourth Edition*. New York: Routledge.
- Howse, R., van Bork, P., & Hebebrand, C. (2006). *WTO Disciplines and Biofuels: Opportunities and Constrains in the Creation of a Global Marketplace* . Washington, DC : International Food and Agricultural Trade policy Council.
- Hudson, J. (1994). *Making the Corn Belt: A Geographical History of Middle-Western Agriculture (Midwestern History & Culture series)*. Bloomington: Indiana University Press.
- Huntington, H. (2004). Shares, gaps and the economy's response to oil disruptions. *Energy Economics*, 415-424.
- Hymela, K., Small, K., & Van Dender, K. (2010). Induced demand and rebound effects in road transport. *Transportation Research Part B: Methodological*, 1220–1241.
- ICTSD. (2009). *Agricultural Subsidies in the WTO Green Box Ensuring Coherence with Sustainable Development Goals* . Geneva: Melendez, R.; Bellman, C.; Hepburn, J. International Center for Trade and Sustainable Development.
- IEA. (2011a). *CO2 Emissions from Fuel Combustion* . París: OCDE/IEA.
- IEA. (2011a). *IEA Statistics Co2 Emissions from fuel combustion*. París: OCDE/IEA.
- IEA. (2011b). *IEA Statistics Energy balances for Non-OECD Countries*. París: OCDE/IEA.
- IEA. (2011b). *IEA Statistics Renewables Info*. París: OECD/IEA.
- IEA. (2012). *IEA Statistics Renewable Information*. París: OECD/IEA.
- IEA. (2012a). *IEA Statistics Energy balances for Non-OECD Countries*. París: OECD /IEA.
- IEA. (2012b). *International Energy Agency Statistics Oil Information*. París: OCDE/IEA.
- IEA. (2013a). *International Energy Statistics Oil Information*. París: OCDE/IEA.
- IEA. (2013b). *IEA Statistics Energy Balances for OCDE Countries*. París: OECD/IEA.

- IEA. (2013c). *IEA Statistics Energy Balances for Non-OECD Countries*. París: OECD/IEA.
- IEA. (2013d). *IEA Statistics CO2 Emissions from fuel combustion*. París: OECD/IEA.
- IEA. (2013e). *World Energy Outlook 2013*. París: OECD/IEA.
- IEA. (2013f). *IEA Statistics Renewables Info*. París: OECD/IEA.
- IEA Bioenergy. (2009). *BIOENERGY – A SUSTAINABLE AND RELIABLE ENERGY SOURCE A review of status and prospects*. París: OECD/IEA.
- IEA-WEO. (2000). *World Energy Outlook*. París: IEA.
- IPCC. (2012a). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. New York: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS.
- IPCC. (2013a). *Climate Change 2013 The Physical Science Basis Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. New York: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS.
- IPEA. (2010). *Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada*. Obtenido de BRASIL:
<http://www.ipeadata.gov.br/>
- IPEA. (2011). *Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada*. Obtenido de IPEADATA:
<http://www.ipeadata.gov.br/>
- Jansen, J., Boots, M., van den Heuij, H., van der Linden, N., van Sambeek, E., & Wals, A. (2001). *Energy Policy Framework in Industrialised Countries. Some observation on relevancy for China*. Netherlands Energy Research Foundation ECN.
- Johnson, D. (1973). *World Agriculture in Disarray*. London : Fontana/ Collins.
- Johnson, R., & Libecap, G. (2001). "Information distortion and competitive remedies in governmenttransfer programs: The case of ethanol. *Economics of Governance*, (2), 101-134.
- Johnson, R., & Monke, J. (2012). *What Is the Farm Bill?* Congressional Research Service. CRS Report for he Congress.
- Jones, C. (2011). *EU Energy Law: Volume II, EU Competition Law and Energy Markets* . Claeys & Casteels Publishing; 3 edition .
- Jones, D., Leiby, P., & Paik, I. (2004). Oil Price Shocks the Macroeconomy: What Has Been Learned Since 1996. *Energy Journal* , 1-32.
- Kalt, J. (1981). *The Economic and Politics of Oil Price Regulation: Federal Policy in the Post-Embargo Era* . Cambridge, MA: 9-23, 26-31. .
- Khan, K. (1987). *Petroleum Resources and Development: Economic, Legal and Policy Issues for Developing Countries*. London: Belhaven Press.

- Klok, J. (2002). *Negotiating EU CO2/energy taxation: Political economic forces and barriers*. . Denmark : Institute of Local Government Studies, AKF Forlaget, .
- Klok, J. (2005). Energy taxation in the European Union. Past negotiation and future perspectives. . *Instituto de Estudios Fiscales.*, DOC. N. 21-05.
- Kneese, A., & Sweeney, J. (2006). *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*. Oxford: Elsevier.
- Kojima, M., Mitchell, D., & Ward, W. (2007). *Renewable Energy. Considering Trade Policies for Biofuels*. Washington DC: Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) World Bank.
- Koplow, D. (2006). *Biofuels at what Cost? Government support for ethanol and biodiesel in the United States*. Cambridge, MA: The Global Subsidies Initiative (GSI) International Institute for Sustainable Development (IISD).
- Koplow, D. (2007). *Biofuels-At what Cost? Government support for ethanol and biodiesel in the United States. Update 2007* . Cambridge, MA: Earth Track Inc.
- Koplow, D. (2009). State and federal subsidies to biofuels: magnitude and options for redirection. *International Journal of Biotechnology*, V.11.
- Kraft, J., & Rodekohl, M. (1979). Crude Oil Price Controls: Their Purpose and Impact. *The Denver Journal of International Law and Policy*, 315-333.
- Krautkraemer, J. (1998). Nonrenewable Resource Scarcity . *Journal of Economic Literature*, 2065-2017.
- La Rovere, E. (1981). Les Impacts Sociaux et Écologiques du Plan Alcool Brésilien. *Économie et Humanisme*, 260, 36–47.
- La Rovere, E., Santos Pereira, A., & Simões, A. (2011). Biofuels and Sustainable Development in Brazil. *World development*, V. 39, 1026.
- Larson, D., & Borrel, B. (2001). *Sugar policy and reform, en Commodity Market Reforms: Lessons of two Decades*. Washington, DC: World Bank.
- Lazzari, S. (1990). *The Windfall Profit Tax on Crude Oil: Overview of The Issues*. Congressional Research Service. Report for the Congress.
- Lazzari, S. (1997). *The Tax Treatment of Alternative Transportation Fuels. Economics Division* . http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metacrs428/m1/1/high_res_d/97-195_1997Mar19.html.
- Lazzari, S. (2005). *Energy Tax Policy: An Economic Analysis*. Congressional Research Service. CRS Report for Congress.
- Lazzari, S. (2005b). *Alcohol Fuel Tax Incentives*. Congressional Research Service. CRS Report For the Congress.

- Lazzari, S. (2006a). Energy Tax Policy: History and Current Issues. *US CRS Report for Congress*, RL33578.
- Lazzari, S. (2006b). *The crude Oil Windfall Profits Tax of the 1980s: Implications for the current energy Policy*. Congressional Research Service. CRS Report for The Congress.
- Lazzari, S. (2006b). *The crude oil windfall profit tax of the 1980s: Implications for Current Energy Policy*. Congressional Research Service, CRS report.
- Lazzari, S. (2008). *Energy Tax Policy: History and Current Issues*. Congressional Research Service CRS Report for the Congress, .
- Leher, N. (2010). *U.S. Farm Bills and Policy Reforms: Ideological Conflicts over World Trade, Renewable Energy, and Sustainable Agriculture*. New York: Cambria Press.
- Lehtonen, M. (2007). *Biofuel transitions and global governance: Lessons from Brazil*. Brighton: The Freeman Centre, University of Sussex. SPRU .
- Levin, R. (1981). Vertical integration and profitability in the oil industry. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 215-235.
- Lewis , F. (2004). Transportation and Energy policy. *Encyclopedia of Energy*, 189-201.
- Lewis III, C., Manicke, R., & Pearson, K. (2008). *Law of Biofuels-Tax Issues*. Stoel Rives LLP.
- Lima, J., & Sicsú, A. (2001). REVISITANDO O SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO DO NORDESTE: o Novo Contexto e a Reestruturação Possível. *ESTUDOS INFOSUCRO Nº 4, GRUPO DE ESTUDOS SUCROALCOOLEIROS, – UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO*.
- Lima, P. (2004). *O Biodiesel e a Inclusão social*. Brasília: Câmara dos Deputados .
- Lima, P. (noviembre de 2005). *Biodiesel: Um novo combustível para o Brasil*. Obtenido de Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. Centro de Documentação e Informação: <http://bd.camara.gov.br>
- Lima, P. (2006). *Políticas públicas y biocombustíveis*. Brasília: Câmara dos Deputados, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica.
- Lord, R., Barry, R., & Fry, J. (1989). *World sugar and HFCS Production Costs, 1979/1980-1986/1987. Sugar and Sweetener Situation and Outlook report* . Econ.Res. Sev. USDA.
- Luciani, G. (2011). The functioning of International Oil Markets and its security Implications. *Center For European Policy Studies*.
- Luque, R., Campelo, J., & Clark, J. (2011). *Handbook of biofuels production. Processes and technologies*. Cambridge: Woodhead Publishing.
- Mac Donald, J., Hoppe, R., & Banker, D. (2008). *Growing Farm Size and the Distribution of Commodity Program Payments*. US Department of Agriculture. ERS Amber waves.

- Macêdo, F. (2011). *A reestruturação do sector sucroenergético no Brasil. Uma análise do Período entre 2005 e 2011*. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas.
- Mackenzie, D., Bedsworth, L., & Friedman, D. (2005). *Fuel Economy Fraud : Closing The Loopholes that Increase US Oil Dependence*. Cambridge MA.: Union Of Concerned Scientists.
- Magalhaes, J., Kupermann, N., & Machado, R. (1991). *Proálcol, uma avaliação global*. Rio de Janeiro: Astel.
- Malça, J. (2006). Renewability and life-cycle energy efficiency of bioethanol and bio-ethyl tertiary butyl ether (bioETBE): Assessing the implications of allocation. *Energy*, 3362-3380.
- Maniatis, K., & Tostman, S. (2010). EU Technology Strategy on Bioenergy: From Blue-Sky Research to Targeted Technology Development. *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2/169-179.
- Mansholt, S. (1963). *Regional Agreements for Agricultural Markets, Proceedings of the Eleventh International Conference of Agricultural Economics*. London: Oxford University Press.
- MAPA. (2012). *Ministério da agricultura pecuária e abastecimento do Brasil*. Obtenido de <http://www.agricultura.gov.br/vegetal/estatisticas>
- Martines-Filho, J., Burnquist, H., & Vian, C. (2006). Bioenergy and the rise of sugarcanebased ethanol in Brazil. *Choices* 2006;21:91–6. *Choices*, 22(2)91.
- Mccalla, A. (1969). Protectionism in International Agricultural Trade, 1950-1968. *Agricultural History*, 329-344.
- McCleary, R., & Hay, R. (1980). *Applied time series analysis for the social sciences*. Sage Publications.
- McDowall, D., McCleary, R., Meidinger, E., & Hay, R. (1980). *Interrupted time series analysis. Quantitative applications in the social sciences*. Newbury Park, CA: Sage Publications.
- McGarity, T. (2004). MTBE: A Precautionary Tale. *Harvard Environmental Law Review*, V28,281-342.
- Meher, L., Sagar, L., & Naik, D. (2006). Technical aspects of biodiesel production by transesterification - a review. *Renewable Sustainable Energy Review*, 10 (3): 248-268.
- Meira, R. (2007). *Bangüês, engenhos centrais e usinas: o desenvolvimento da economia açucareira em São Paulo e a sua correlação com as políticas estatais (1875-1941) Dissertação de Mestrado*. São Paulo: USP.
- Michellon, E., Santos, A., & Rodriguez, J. (2008). *Breve descrição do Proálcool e perspectivas futuras para o etanol produzido no Brasil*. Rio Branco- AC.: XLVI Congresso da Sociedad Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural.
- Mitchell, J., & Stevens, P. (2008). *Ending Dependence: Hard Choices for Oil-Exporting States*. London: Royal Institute of International Affairs, Chatham House Report.
- MME-Brasil. (varias entradas de 2011). *Biodiesel*. Obtenido de Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel: <http://www.mme.gov.br/programas/biodiesel/menu/Publicacoes.html>

- MME-EPE Brasil. (2010). *Análisis de Coyuntura de los biocombustibles , Enero 2009-Marzo 2010*.
Obtenido de <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Forms/AllItems.aspx>
- Molly, S. (2011). *Energy Tax policy: Historical Perspective and Current Status of Energy Tax expenditures*. . Congressional Research Service. CRS Report for the Congress.
- Monke, J. (2008). *Farm Commodity Programs in the 2008 Farm Bill*. Congressional Research Service
CRS-Report for the Congress.
- Montamat, D. (2002). El mercado mundial de combustibles líquidos. ¿cómo funciona? *Petrotecnica. Instituto Argentino del Petróleo y el GAs*.
- Moraes, M. (2000). A desregulamentação do setor sucroalcooleiro e as novas formas de atuação do Estado. *Revista de Economia e Sociologia Rural* , 38 (2), 101-122.
- Muñoz del Bustillo, R., & Bonete, R. (2000). *Introducción a la Unión Europea: Un Análisis desde la Economía. Segunda edición revisada y ampliada*. Madrid: Alianza Ed.
- Nash, G. (1968). *United States Oil Policy, 1890-1964: Business and Government in Twentieth Century America*. Pittsburgh: University of Pittsburgh Press .
- Nastari, P. (1983). *The role of sugar cane in Brazil's history and economy Thesis (Ph. D)*. Iowa: Iowa State University.
- Navarro, J. (1979). Análise Macroecômica do programa do álcool. *Scharum*, Nº 5/ 21-36.
- Navarro, J. (1987). *La Visión del Productor* . Rio de Janeiro: Actas del Seminario de Valoración del Alcohol. CNI/COASE, 23.
- NEDG. (2001). *Reliable, affordable, and Environmentally sound Energy for America's Future- Report of the National Energy Policy Development Group*. Washington DC: U.S Government Printing Office.
- Neustrom, M. y. (1993). The impact of drunk driving legislation in Louisiana. *Journal of Safety Research*, 24(2)/ 107-121.
- NHTSA. (varias entradas de 2012). *CAFE- Fuel Economy*. Obtenido de National Highway Traffic Safety Administration: <http://www.nhtsa.gov/fuel-economy>
- Nixon, R. (1973). *"Address to the Nation About Policies To Deal With the Energy Shortages"* .
Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project. : <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=4034>
- Nogueira, S. (1982). Avaliação do carro a Álcool. *Brasil Açucareiro*, Nº 3/12-24.
- Numberg, B. (1978). *State Intervention in the Sugar Sector in Brazil: A Study of the Institute of Sugar and Alcohol. Ph.D. Dissertation*. Stanford California: Stanford University.

- O' Brien, D. (2006). *World Trade Organization and the Commodity Title of the Next Farm Bill: A Practitioner's View*. The National Agricultural Law Center. University of Arkansas. Obtenido de <http://nationalaglawcenter.org/>
- OCDE. (2000). *Agricultural Policies in OECD Countries. Monitoring and Evaluation*. Paris.
- OCDE. (2001). *The Uruguay Round Agreement on Agriculture. An Evaluation on its Implementation in OECD Countries*. París: OECD.
- OCDE. (2009a). *The Economics of Climate Change Mitigation – Policies and Options for Global Action Beyond 2012*. París: OCDE.
- OCDE. (2011b). *Evaluation of Agricultural policy reforms in the European Union*. OECD Publishing.
- OCDE. (2013a). *Taxing Energy Use: A Graphical Analysis*. OECD Publishing.
- OCDE. (2013b). *OCDE-Fact Book Economic, Environmental and Social Statistics, Oil Prices*.
- OCDE-EPC. (1998). *Penetration of the renewable energy in the electricity sector. Environmental Policy Committee of the OECD, Working Paper Nº 15, p.11*.
- OECD. (2011). *Evaluation of Agricultural Policy Reforms in the United States*. Paris: OECD Publishing.
- OECD. (24 de 5 de 2012a). *OECD-ilibrary*. Obtenido de Statistics: <http://www.oecd-ilibrary.org/statistics>
- OECD/ITF. (2008). *Oil Dependence: Is transport Running out of Affordable Fuel?* París: OECD/ITF.
- OECD-FAO. (2010). *OECD-FAO Agricultural Outlook 2010*. OECD Publishing.
- OECD-FAO. (2011a). *Agricultural Outlook 2011-2020*. OECD Publishing.
- OECD-FAO. (2012). *OECD-FAO Agricultural Outlook 2012*. OECD Publishing.
- OECD-FAO. (2013). *Agricultural Outlook 2013-2022*. OECD Publishing.
- Oliveria, M., Vaughan , B., & Rykiel , J. (2005). Ethanol as fuel: Energy, carbon dioxide balances, and ecological footprint. *Bioscience* 2005;55:593–602. *Biocience*, 593-602.
- Oregon Government. (2008). *Ver: Oregon Government(2008): Energy Information for Businesses. .* <http://www.oregon.gov/ENERGY/CONS/BUS/Pages/BETC.aspx> .
- Parente, E. (2003). *Biodiesel: Uma aventura tecnológica num país engraçado*. Fortaleza: Unigráfica.
- Parra, F. (2004). *Oil Politics: A Modern History of Petroleum*. London: I.B. Taurus.
- Patterson, L. (1997). Agricultural Policy Reform in the European Community: A three-level Game Analysis. *International Organization* , V51,135-165.
- Pelin, E. (1984). *As Soluções energéticas e a Economia Brasileira*. São Paulo : Hucitec.

- Penrose, E. (1968). *The Large International Firm in Developing Countries: The International Petroleum Industry*. London: G.Allen and Unwin.
- PETROBRAS, & Martinez, P. (2009). *Etanol en Brasil: Segundo for Internacional de Biocombustibles*. Guanajuato: PETROBRAS México. Obtenido de http://gref.energia.gob.mx/GREF/_static/PEDRO_MARTINEZ.pdf
- Pinheiro, J. (2000). A política nacional do álcool combustível. Instituto da Cidadanía, Álcool: o Combustível do novo milênio? *Cadernos Cidadania* 1, 47-50.
- Puerto Rico , j., Mercedes , s., & Sauer, I. (2010). : Genesis and consolidation of the Brazilian bioethanol: A review of policies and incentive mechanisms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 1874–1887.
- Puerto Rico , J. (2007). *Programa de Biocombustíveis no Brasil e na Colômbia: Uma Análise da implantação, resultados e perspectivas*. São Paulo: Universidade de São Paulo, PIPGE.
- Queda, O. (1972). *A Intervenção do Estado e Agro-Indústria Açucareira Paulista. Ph.D. dissertation*. São Paulo: Universidad de São Paulo.
- Quick, R., & Lau, C. (2003). Environmentally Motivated Tax Distinctions and the WTO Law, The European Commission's Green paper on Integrated product policy in lighth of the "Like product" and "PPM" debates. *Journal of International Economic Law*, 6 (2),419-458.
- Radezki, M. (2012). Politics—not OPEC interventions—explain oil's extraordinary price history. *Energy Policy*, 382-385.
- Ramadhas, A., Jayaraj , S., & Muraleedharan, C. (2009). Use of vegetable oils as I.C. engine fuels—A review. *Renewable Energy*, , V.29, 727-742.
- Reagan, R. (1981). *Message to the Congress Transmitting the National Energy Policy Plan*. Obtenido de Online by Gerhard Peters and John T. Woolley, The American Presidency Project.: <http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=44096>.
- Rhodes, A. (1999). California Plans to Ban MTBE from Gasoline, 97 OIL & GAS Journal. 39 (Apr. 5, 1999). *Oil & Gas Journal*, 39-Abril.
- Rodriguez de Carvalho, F., & Barboza, M. (2009). *La regulación de los Biocombustibles en Brasil. En desarrollo Regulatorios en Iberoamérica*. MADRID: ARIAE-CNE.
- Rodriguez López, F. (2006). Análisis económico del plan nacional de asignación español Nº 258. *Revista Noticias de la Unión Europea*, Nº 258, 69-77.
- Rodriguez, R. (2006). *Biodiesel no Brasil: diversificação energética e inclusão social com sustentabilidade. En o Futuro da Industria: Biodiesel*. Brasilia: Ministerio do Desenvolvimento, Industria e Comercio Exterior-MDIC.IEL/NC.
- Rosillo-Calle, F., & Cortez, L. (1998). Towards Proalcool II— A review of the Brazilian bioethanol Programme. *Biomass and Bioenergy*, V.14, 115-124.

- Sanford , S., White, J., & Parag , S. (2009). *Feedstock and Biodiesel Characteristics Report*.
<http://www.regfuel.com/>: Renewable Energy Group, Inc. Obtenido de
<http://www.regfuel.com/>
- Santini, D. (2004). Transportation Fuel Alternatives for Highway Vehicles. *Encyclopedia of energy*, 203-219.
- Santos, M. (1989). Avaliação político-institucional do Proálcool: grupos de interesse e conflito interburocrático. *Planejamento e Políticas Públicas*, Nº1, 127-150.
- Santos, M. (1997). *O Álcool-motor no Brasil e sua relação com a produção açucareira (1903-1954) Dissertação de Maestría*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Schnepf, R. (2005). *Agriculture on the WTO: Limits on Domestic Support*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress .
- Schnepf, R. (2011). *Renewable Energy Programs and the Farm Bill: Status and Issues*. Congressional Research Program-CRS Report for the Congress.
- Schnepf, R. (2011). *Renewable Energy Programs and the Farm Bill: Status and Issues*. Congressional Research Service- CRS report for the Congress.
- Schnepf, R. (2012). *Agriculture-Based Biofuels: Overview and emerging issues* . Congressional Research Service- CRS Report for the Congress.
- Schnepf, R. (2013). *Agriculture-Based Biofuels: Overview and Emerging issues*. Congressional research Service- CRS Report for the Congress.
- Schnepf, R. (2013b). *Renewable Energy Programs and the Farm Bill: Status and Issues*. Congressional Research Service, CRS Report For the Congress.
- Schnepf, R., & Yacobucci, B. (2012). *Renewable Fuel Standard (RFS): Overview and Issues, Congressional Research Service*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.
- Scorecard. (varias entradas de Setiembre de 2012). *Pollution Locator: Nonattainment Areas*. Obtenido de Scorecard. The pollution Information Site: http://scorecard.goodguide.com/env-releases/def/cap_naa.html
- Scott, R. (1994). *The History of the International Energy Agency. IEA the first 20 years,1974-1994* . Paris : IEA.
- Semineiro, F. (2008). A Tale of two Subsidies: How federal Support Programs for Ethanol and Biodiesel can be created in order to circumvent fair trade challenges under World Trade Organization Ruling. Penn State International Law review-963 2007-2008. . *Penn State International Law review*, V.26,963-996.
- Seroa da Motta , R., & da Rocha , L. (1988). The Brazilian national alcohol programme: An economic reappraisal and adjustments. *Energy Economics*, V.10, 229-234.

- Shadish, W., Cook, T., & Campbell, D. (2002). *Experimental and quasi-experimental designs for generalised causal inference*. Boston, MA: Houghton Mifflin.
- Sheales, T., Gordon, S., Hafi, A., & Toyne, C. (1999). *Sugar: International Policies Affecting Market Expansion*. ABARE Research Report 99.14,. Canberra : Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics.
- Shields, D. (2010). *A Whole-Farm Crop Disaster Program: Supplemental Revenue Assistance Payments (SURE)*. Congressional Research Service. CRS Report for the Congress.
- Shields, D. (2010). *Federal Crop Insurance: Background and Issues*. Congressional Research Service. CRS Report for the Congress.
- Shikida , P. (2002). *The economics of ethanol production in Brazil: A path dependance Approach; in Moraes M, Shikida P. ; Agroindustria canavieira no Brasil; evolução, desenvolvimento e desafios*. São Paulo: Atlas .
- Shikida , P., & Bacha , C. (1998). A evolução da agroindústria canavieira brasileira desde sua origem até 1995: a institucionalização do paradigma subvencionista. *Nova Economia*, 8 (2); 85-108.
- Simmons , I. (2004). Environmental Change and Energy. *Encyclopedia of energy.*, 479-490.
- Slanina , J. (2004). Air Pollution from Energy production and use. *Encyclopedia of energy.*, 39-54.
- Stacy, D., Diegel, S., & Boundy, R. (2013). *Center for Transportation Analysis-Transport energy data Book Edition 32*. Tennessee: Energy and Transportation Science Division.
- Stancanelli, N. (2009). *The Historical Context of the Green Box. En Agricultural Subsidies in the WTO Green Box: Ensuring Coherence with sustainable Development Goals*. Eds. Meléndez-Ortiz, R., Bellmann, C., and Hepburn, J. Cambridge University Press, U. Cambridge University Press.
- Stattman, S., Hospes, O., & Mol, A. (2013). Governing Biodiesel in Brazil: A comparison of bioethanol and biodiesel policies. *Energy Policy*, V.61, 22-30.
- Steenblink, R. (2007). : *Subsidies: The distorted Economy of Biofuels (GSI) (IISD)*. Joint Transport research Center OECD-ITF.
- Stevens, P. (2008). Resource Nationalism and the Role of National Oil Companies in the Middle East: History and Prospects. *Journal of World Energy Law and Business*, 5-30.
- Stevens, P. (2009). *The Coming Oil Supply Crunch*. London: Royal Institute of International Affairs, Chatham House.
- Stevens, P. (2010). The Histoty of Oil, . *POLINARES working paper n. 3*, 1-20.
- Strapasson, A., Lima, A., & Caldas, C. (2011). *Anuário Estatístico da Agroenergia - MAPA*. Brasília.
- Sttatman, S., Bindraban, P., & Hospes, O. (2008). *Exploring Biodiesel Production in Brazil. A study on configuraional pattenrs in an evolving policy domain. Report*. Wageningen: Wageningen University and Rearch Centre-Plant Research International.

- Stubbs, M. (2010). *Renewable Energy Programs in the 2008 Farm Bill*. Congressional Research Service. CRS Report For the Congress.
- Sumner, A., Arha, K., & Josling, T. (2007). *Commodity Policy and the 2007 Farm Bill*. Stanford, CA.: Thompson, eds.: Stanford University's Woods Institute for the Environment.
- Sumner, D. (1995). *Agricultural Policy Reform in the United States*. . Washington DC: American Enterprise Institute Press.
- Sumner, D. (2000). Agricultural Policy Reform in an Historical Context. *Agricultural and Resource Economics Update*.
- Sumner, D. (2005). Boxed In: Conflicts between U.S. Farm Policies and WTO Obligations. *Trade Policy Analysis Cato Institute*, Nº 32.
- Sumner, D. (2010). *Picking on the Poor. How US Agriculture Policy Hurts the Developing World*. Washington DC: www.aei.org/AmericanBoondoggle.
- Sumner, D., Alston, J., & Glauber, J. (2010). Evolution of the Economics of Agricultural Policy. *American Journal of Agriculture Economics*, 92(2),403-423.
- Sweeney, J. (1984). The Response of Energy Demand to Higher Prices: What Have We Learned? *The American Economic Review*, 31-37.
- Szmerecsányi, T. (1979). *O planejamento da agroindústria canavieira do Brasil (1930-75)*. São Paulo: Hucitec-Unicamp.
- Szmerecsányi, T. (1988). Crescimento e crise da agroindústria açucareira do Brasil, 1914-1939 . *Revista Brasileira de Ciências Sociais* , 7(5); 32-68.
- Szmerecsányi, T., & Moreira , E. (1991). O desenvolvimento da agroindústria canavieira do Brasil desde a Segunda Guerra Mundial. *Estudos Avançados* , 11(5):57-79.
- Talus, K. (2013). *EU Energy Law and Policy: A Critical Account*. Oxford: Oxford University Press.
- Tarbell, I. (2009). *The history of the Standard Oil Company*. New York: Cosimo, Inc.
- Teixeira, S., Goldemberg, J., Lucon, O., & P., G. (2006). Brazilian sugarcane ethanol: lessons learned. *Energy for Sustainable Development*, V.10, 26-39.
- Thompson, W., S., M., & P., W. (2009). Renewable Identification Numbers are the Tracking Instrument and Bellwether of U.S. Biofuel Mandates. *EuroChoices* , 8(3),43-50.
- Tripartite Task Force of Brazil, European Union and United States of America . (2007). *Tripartite Task Force of Brazil, European Union and United States of America (2007). "White Paper on Internationally Compatible Biofuel Standards*.
- Tyner, W. (2010). Comparison of the US and EU approaches to stimulating biofuels. *Biofuels* , V(1), 19-21.

- UE-EEB. (2005). *EU Environmental Policy Handbook. A critical Analysis of EU Environmental Legislation.* . European Environmental Bureau .
- UNEP. (2009). *Towards sustainable production and use of resources: Assessing Biofuels.* Nairobi: UNEP.
- US DHS. (2012). *CBP Info Center.* Obtenido de United States Homeland Security. Customs and Border Protection: <https://help.cbp.gov/>
- US DOE. (20 de 1 de 2011). *US departament of Energy.* Obtenido de <http://www.energy.gov/>
- US DOE. (agosto de 2012). *ARPA-E.* Obtenido de United Staes Department of Energy: <http://arpa-e.energy.gov/ProgramsProjects/ViewAllProjects.aspx>
- US DOE. (agosto de 2012b). *Energy Efficiency & Renewable Energy Office-Biomass.* Obtenido de United States Department of Energy: <http://energy.gov/eere/office-energy-efficiency-renewable-energy>
- US DOE. (setiembre de 2012c). *Alternative Fuel Data Center.* Obtenido de United States Department of Energy: <http://www.afdc.energy.gov/laws/laws/US/incentive/3233>
- US DOE. (Octubre de 2012d). *Energy Efficiency and Renewable Energy.* Obtenido de United States Department of Energy: <https://federalfleets.energy.gov/>,
- US DOE. (noviembre de 2012e). *EPAct Transportation Regulatory Activities.* Obtenido de United States Department of Enery: <http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/epact/about.html>
- US DOE. (2012f). *Weatherization & Intergovernmental Program-State Energy Program.* Obtenido de United States Department of Energy: <http://www1.eere.energy.gov/wip/sep.html>
- US DOE. (2012h). *Energy Efficiency & Renewable Energy, Alternatives Fuels Data Center.* Obtenido de United States Department Of Energy: <http://www.afdc.energy.gov/laws/matrix/incentive>
- US DOE. (Varias entradas de 2013a). *Energy Efficiency and Renewble Energy- Alternative Fuel Data-Center.* Obtenido de United States Department of Energy: <http://www.afdc.energy.gov/>
- US DOE. (2013b). *Enegy Timelines.* Obtenido de Unites States Department of Energy: http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=tl_ethanol
- US DOE. (enero de 2014). *Alternative Fuels Data Center. Clean Cities Alternative Fuel Price Reports.* Obtenido de United States Department of Energy : <http://www.afdc.energy.gov/fuels/prices.html>
- US DOE-EIA. (varias entradas de 2012). *Energy Information Administration, Annual Energy Review.* . Obtenido de Department of Energy: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/?src=Total-f5>

- US DOT. (2012). *Federal Highway Administration- Air Quality. Congestion Mitigation and Air Quality Improvement (CMAQ) Program*. Obtenido de United States Department of Transportation: http://www.fhwa.dot.gov/environment/air_quality/cmaq/
- US EIA. (2012). *Annual Energy Outlook 2012*. Washington, DC : U.S. Energy Information Administration.
- US EIA. (5 de 7 de 2012). *US Energy Information Administration*. Obtenido de <http://www.eia.gov/>
- US EIA. (15 de 7 de 2013). *US Energy Information Administration*. Obtenido de <http://www.eia.gov/>
- US EIA. (2013). *US Energy Information Administration*. Obtenido de <http://www.eia.gov/>
- US EOP. (octubre de 2012). *Trade Agreements*. Obtenido de Office of the United States Trade Representative Executive Office of the President: <http://www.ustr.gov/trade-topics/trade-development/preference-programs/generalized-system-preference-gsp>
- US GSA. (2013). *U.S. General Services Administration. Federal Vehicle Policy Division, FY 2011 Federal Fleet Report*. Washington, DC.
- USDA. (octubre de 2012). *Rural Development* . Obtenido de United States Department of Agriculture: http://www.rurdev.usda.gov/BCP_Biorefinery.html
- USDA. (2012b). *Global Agricultural Information Network, GAIN report N° NL2020*.
- USDA. (2013). *United States Department of Agriculture. Economic Research Service (ERS)*. Obtenido de http://www.usda.gov/wps/portal/usda/usdahome?navid=DATA_STATISTICS
- USDA. (13 de 9 de 2013a). *United States Department of Agriculture*. Obtenido de Data and Statistics Economic Research Service: http://www.usda.gov/wps/portal/usda/usdahome?navid=DATA_STATISTICS
- USDA-ERS. (1985). *History of Agricultura Price Support and Adjustments Programs,1933-1984. Background for 1985 Farm Legislation*. Washington DC: Economic Research Service, U.S. Department of Agriculture. Agriculture Information Bulletin N° 485.
- USDA-ERS. (2002). *The 2002 Farm Act: Provisions and Implications for Commodity Markets/AIB-778*. Washington DC: USDA.
- USDA-ERS. (2004). The US Ag trade Balance... More Than Just a Number . *Amber Waves*, V.38.
- USDA-ESMIS. (2013). *Economics, Statistics and Market Information System (ESMIS)*. Obtenido de United States department of Agriculture: <http://usda.mannlib.cornell.edu/MannUsda/homepage.do>
- USDA-FAS. (2005). *EU25 – Oilseeds and Products – Outlook for EU Oilseeds and Biofuels 2005, GAIN Report E35172*,. United States Department of Agriculture.

- USDA-FSA. (octubre de 2012). *Farm Service Agency-Energy Programs*. Obtenido de United States Department of Agriculture:
<http://www.fsa.usda.gov/FSA/webapp?area=home&subject=ener&topic=bcap>,
- USDA-NALC. (2012). *The National Agricultural Law Center*. Obtenido de <http://www.nal.usda.gov/>
- USDOE-EIA. (2008). *Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 2007*. Washington DC: U.S. Department of Energy.
- US-EPA. (varias entradas de 2011). *Notice of Data Availability Concerning Renewables Fuels Produced from Palm Oil under the RFS program, Regulatory announcement, Office of Transportation and Air Quality*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency :
<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/regulations.htm>
- US-EPA. (setiembre de 2012a). *Clean Air Act Requirements and History*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency: <http://www.epa.gov/air/caa/requirements.html>
- US-EPA. (2012b). *Notice of Data Availability Concerning Renewables Fuels Produced from Grain Sorghum under the RFS program*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency: <http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/regulations.htm>
- US-EPA. (Varias entradas de 2012c). *Fuels and Fuel additives-2012 RFS2 Data*. Obtenido de Environmental Protection Agency:
<http://www.epa.gov/otaq/fuels/rfsdata/2012emts.htm#productionTable>
- US-EPA. (octubre de 2012d). *Regulatory Announcement, EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency:
<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/regulations.htm>
- US-EPA. (2012e). *On-road Vehicles and Engines Alternative Fuel Conversion*. Obtenido de United States Environmental Agency:
<http://www.epa.gov/oms/consumer/fuels/altfuels/altfuels.htm>
- US-EPA. (2012f). *National Clean Diesel Campaign (NCDC)*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency: National Clean Diesel Campaign (NCDC)
- US-EPA. (2012g). *Environmental Technology Verification Program*. Obtenido de United States Environmental Protection Agency : <http://www.epa.gov/etv/center-apc.html>
- US-FAA. (octubre de 2012). *Voluntary Airport Low Emissions Program-VALE*. Obtenido de United States Federal Aviation Administration: <http://www.faa.gov/airports/environmental/vale/>
- US-FTC. (2012). Obtenido de Federal Trade Commission : <http://www.ftc.gov/>
- USITC. (octubre de 2012). *USICT Tariff Database*. . Obtenido de United States International Trade Comisió: http://dataweb.usitc.gov/scripts/tariff_current.asp
- Valdés, A., & J., Z. (1980). *Agricultural Protection in OCDE Countries: Its cost to Less-Developed Countries*. International Food Policy Reserach Institute- Research report 21.

- Van der Linde, C. (1991). *Dynamic International Oil Markets. Oil Market Developments and Structure 1860-1990*. Springer+Science Media Dordrecht.
- Van der Linde, C. (2000). *The State and the International Oil Market: Competition and the Changing Ownership of Crude Oil Assets*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Van Thuijl, E. R., & Beurskens, L. (2003). *An overview of biofuels technologies, markets and policies in Europe. Report (ECN-C-03-008)*. Amsterdam: Energy research centre of The Netherlands .
- Vietor, R. (1987). *Energy Policy in America since 1945: A Study of Business-Government Relations* . New York: Cambridge University Press.
- Vivoda, V. (2009). Resource Nationalism, Bargaining and International Oil Companies: Challenges and Change in the New Millennium. *New Political Economy*, 517 — 534.
- Voutilainen, P. (2008). Developing Energy Policy for Europe: a finish perspective on energy cooperation in the European Union. *Energy Law Journal* , Vol 29, No 1, V,29, 133.
- Wainio, J., Gehlhar, M., & Dyck, J. (2011). *Selected Trade Agreements and Implications for U.S. Agriculture*. Washington DC: ERS USDA.
- Watkins, C. (2006). Oil scarcity: What have the past three decades revealed? *Energy Policy*, 508-514.
- West, A., Posarac, D., & Ellis, N. (2008). Assessment of four biodiesel production processes using HYSYS.Plant. *Bioresource Technology*,, V.99, 6587-6601.
- Wirl, F. (2008). Why do oil prices jump (or fall)? *Energy Policy*, 1029-1043.
- Woodfield, T. (2000). *Time series Intervention Analysis Using SAS Software*. SAS Institute Inc.
- World Watch Institute. (2007). *Biofuels for Transport. Global Potential and Implications for Sustainable Energy and Agriculture*. London: EARTHSCAN.
- WTO. (2012). *Dispute Settlement: Dispute DS381: United States — Measures Concerning the Importation, Marketing and Sale of Tuna and Tuna Products*. Obtenido de World Trade Organization: http://www.wto.org/english/tratop_e/dispu_e/cases_e/ds381_e.htm
- WTO. (varias entradas de 2013). *Agriculture Negotiations Backgrounder*. . Obtenido de World Trade Organization: http://www.wto.org/english/tratop_e/agric_e/negs_bkgrnd13_boxed_e.htm
- Wurzel, E., Willard , L., & Ollivaud, P. (2009). Recent Oil Price Movements-Forces and Policy Issues. *Economics Department Working Papers, No. 737, OECD*.
- Wustehagen, R., & Teppo, T. (2006). Do venture capitalists really invest in good industries? Risk-return perceptions and path dependence in the emerging European energy VC market. *International Journal of Technology Management*, V.34, Nº1/2, 63-87.
- Yacobucci, B. (2008). *Ethanol Imports and the Caribbean Basin Initiative*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.

- Yacobucci, B., & Bamberger, R. (2010d). *Automobile and Light Truck Fuel Economy: The CAFE Standards*. Congressional Research Service. CRS-Report For the Congress.
- Yacobucci, B. (2005). *Alternative Transportation Fuels and Vehicles: Energy, Environment, and Development Issues*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.
- Yacobucci, B. (2006). *“Boutique Fuels” and Reformulated Gasoline: Harmonization of Fuel standards*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.
- Yacobucci, B. (2010b). *Waiver Authority Under the Renewable Fuel Standard: (RFS)*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.
- Yacobucci, B. (2010c). *Intermediate–Levels Blends of Ethanol in Gasoline, and the Blend Wall*. CRS. Congressional Research Service. CRS- Report for the Congress.
- Yacobucci, B. (2012). *Renewable Fuel Estándar (RFS): Overview and Issues*. Congressional Research Service. CRS Report for the Congress.
- Yacobucci, B., & Bracmort, K. (2010a). *Calculation of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions for the renewable fuel standard (RFS)*. Congressional Research Service-CRS Report for the Congress.
- Yacobucci, B., Tiemann, M., & McCarthy, J. (2006). *Renewable Fuels and MTBE: A Comparison of Provisions in the Energy Policy Act of 2005 (P.L. 109-58 and H.R. 6)*. Congressional Research Service. CRS-Report for the Congress.
- Yusuf, N., Kamarudin, S., & Yaakub, Z. (2011). Overview on the current trends in biodiesel production. *Energy Conversion and Management*, Volume 52, 2741-2751.
- Zarrilli, S. (2008). *Making Certification Work for Sustainable Development: The Case of Biofuels*. UNCTAD .
- Zobbe, H. (2001). *The Economic and Historical Foundation of the Common Agricultural Policy in Europe*, . Oxford: Fourth European Historical Economics Society Conference, Merton College, Unit of Economics Working Papers 2001/12.

Anexos

Anexos Capítulo II

Anexo II– 1: Principales regulaciones y medidas vinculadas al sector agro-energético antes del PNA en Brasil

Años	Medidas
1913	Regula las estaciones experimentales de caña de azúcar para la producción de alcohol. Decreto 10076
1926	Los propietarios de los ingenios azucareros y agricultores de Pernambuco fundan el Instituto de Defensa del Azúcar y el Alcohol para promover el alcohol carburante. (Iniciativa Privada)
1928	Se crea el Plan General de Defensa del azúcar, licores espirituosos de caña y Alcohol para formar cooperativas y organizar la industria del azúcar. (Iniciativa Privada)
1931	Se establece un mandato de mezcla mínimo de 5 % de alcohol con la gasolina importada. El 10 % en flotas oficiales de todos los niveles de gobierno. Se establecen exenciones fiscales en material para la instalación de plantas para la producción y destilación de etanol. Decreto 19717
1931	Se crea la Comisión de estudios para el Alcohol-Motor: CEAM, encargada de evaluar la viabilidad del etanol como carburante. Resolución MA 04/08/1931
1931	Se instituye el Ministerio de Agricultura y el servicio de fiscalización del cumplimiento de las medidas destinadas al desarrollo del alcohol carburante. Decreto Nº 20356
1931	Se crea la Comisión de Defensa de la Producción de Azúcar: CDPA, bajo el Ministerio de Hacienda, encargada de coordinar los intereses de los productores de azúcar, productores de caña, comerciantes y consumidores. Decreto 20761
1931	Se autoriza al Ministerio de Agricultura contratar con entidades privadas para la implementación de destilerías de etanol anhidro y otorgar incentivos fiscales con este fin. Decreto 20761
1932	Se Autoriza a los productores de alcohol, los importadores de gasolina y los establecimientos que fabriquen mezclas carburantes, la importación necesaria para el transporte del alcohol destinado a las mezclas. Decreto Nº 21650
1932	Limita la producción de azúcar e incrementa la producción de alcohol carburante. Decreto Nº 22152
1933	Se crea el Instituto del Azúcar y del Alcohol: IAA. Decreto 22789
1933	La IAA financia 50 % del capital para instalar tres grandes destilerías centrales para la producción de etanol. Reglamento del IAA. Decreto 22981
1934	Regula el consumo de alcohol empleado como carburante y sus mezclas. Decreto Nº 23664
1934	Se reitera las medidas para el uso obligatorio del alcohol en flotas oficiales, determina su preferencia sobre otros combustibles y la reducción de los peajes para el transporte de alcohol. Decreto 23837
1936	Regula la transacción de compra y venta de caña entre agricultores y hacendados. Ley Nº 178
1937	Se exonera de aranceles la importación de barricas y contenedores para el almacenaje y transporte del alcohol anhidro. Ley 432
1938	Se establece la mezcla obligatoria a nivel nacional sin tope límite establecido. Decreto ley Nº 737
1938	Se crea el Consejo Nacional del Petróleo CNP. Decreto Ley Nº 538
1939	LA IAA establece mecanismos de financiamiento de proyectos para el montaje y la expansión de destilerías privadas. Resolución Nº 033
1939	Aprueba las cuotas de producción fijadas por el IAA. Decreto Nº 1130
1941	Se establece una mezcla mínima de 20 % de etanol anhidro con gasolina Resolución IAA 21/02
1941	Se promulga el Estatuto de la Producción de Caña de azúcar. "Estatuto da lavoura canavieira" Decreto ley 3855
1942	Se establece el Plan de la Economía de Guerra. Resolución IAA Nº 031

1492	Autoriza al Instituto del Azúcar y el alcohol fijar una cuota de alcohol destinada a su uso como carburante de motores de explosión. Decreto ley N° 4382
1942	Dispone sobre el abastecimiento y racionamiento del consumo de petróleo. Decreto Ley N° 4292
1942	SE aprueba el plan para el control de la producción de alcohol. Resolución IAA N° 03
1942	Se declara la Industria del alcohol de interés nacional. Se establece un sistema de garantías de precios mínimos para el alcohol y las materias primas por cuatro años. Decreto Ley N° 4722
1942	Se reduce las tasas del impuesto al consumo sobre el alcohol y el aguardiente. Decreto ley N° 4878
1942	Dispone medidas sobre la distribución de alcohol. Decreto Ley N° 4461
1943	Se exenta del impuesto al alcohol y al aguardiente requeridos por el IAA con el fin de producir alcohol carburante. Decreto Ley N° 5678
1946	Dispone sobre la producción azucarera y da otras providencias. Se establecen cuotas de producción de azúcar asignadas a los Estados de forma proporcional a su consumo. Decreto Ley 9827
1948	Se crea el Fondo de Compensación de Precios del Azúcar. Resolución IAA 154
1948	Adopta medidas de estímulo a la producción de alcohol con fines carburantes. Se determina la expansión de las instalaciones de almacenaje para melazas y alcohol y del transporte desde las regiones productoras hasta los centros de mezcla y consumo. Decreto 25174-A
1948	Se crea el Fondo para el Alcohol Anhidro. Resolución IAA 210
1950	Se otorga subsidios (bonos) especiales a los productores de etanol. Resolución IAA 489
1951	Se fija la cuota general de la producción de azúcar para la producción de alcohol. Resolución IAA 501
1951	Se establece una política diferenciada para incrementar la competitividad de los productores del Noreste. Resolución IAA 619
1952	Se promueve el establecimiento de destilerías privadas autónomas. Resolución IAA 703
1953	Dispone sobre la política nacional del petróleo, el CNP y crea la PETROBRAS S.A. Ley N° 2004
1953	Se promueve el establecimiento de destilerías privadas autónomas. Resolución 806
1957	Establece un nuevo sistema para el incremento de la producción de azúcar y cuotas anuales para la producción directa de alcohol. Resolución 1284
1959	Se instituye por primera vez un plan que establece una producción de azúcar menor a la del año anterior. Resolución 1380
1960	Crea los Ministerios de la Industria y Comercio y de Minas y Energía. Ley N° 3782
1961	Crea el fondo de recuperación de la agroindustria de la caña de azúcar. Decreto N° 51104
1961	Dispone sobre el pago a los agricultores de caña que producen para las haciendas de azúcar o las destilerías. Ley N° 4071
1961	Crea en el IAA un fondo de Consolidación y Fomento de la Agroindustria de la caña de azúcar. Decreto N° 156
1963	Se crea el Plan de Expansión de la Industria del Azúcar con el objetivo de producir 100 millones de sacos de azúcar para 1971 y la instalación de 50 nuevas plantas.
1964	Modifica la legislación relativa al Impuesto único sobre Lubricantes y combustibles líquidos y gaseosos. Ley n° 4452
1965	Dispone sobre la producción alcohólica. Se establece un nuevo punto de referencia para la producción en la industria del azúcar. La IAA fija los precios de los productos del sector sucro-alcoholero. Ley 4870
1966	Se constituye el Grupo Especial de Estudios de los problemas relativos al aprovechamiento del alcohol y sus vínculos con la COPEBRO. Decreto N° 58373
1966	SE crea el Grupo Especial para la Racionalización de la Industria de la Caña de azúcar en el Noreste GERAN. Decreto 59033-A
1966	Establece un mínimo de 5 % y un máximo de 25 % para las mezclas de alcohol. Decreto 59190
1966	Abre un crédito especial para atender la complementación del precio de la caña del azúcar y el alcohol pagado a los productores del Noreste. Decreto N° 35
1967	El MF abre un crédito especial para complementar los precios de la caña, del alcohol de los productores del Noreste. Decreto N° 60105
1967	Dispone sobre la producción y el comercio de Alcohol para el consumo industrial. Decreto Ley N° 16
1967	Dispone sobre los Ingresos de la IAA. Decreto ley N° 308
1967	Constituye un grupo especial de estudios de los problemas de precios del alcohol. Decreto N° 60493
1971	Se institucionaliza el Programa Nacional para las mejoras en la producción de la caña de azúcar administrado por PLANAZUCAR. Resolución Junta IAA 29/07

1971	Se conceden estímulos a la fusión, incorporación y relocalización de industrias azucareras. Establece el precio Unificado con el apoyo del Fondo especial para la exportación. Decreto Ley Nº 1186
1971	Dispone sobre la producción azucarera en el país. Fija un límite nacional de las cuotas del azúcar en 100 millones de sacos de 60 kilos. Divide las zonas productores en Norte-Noreste y Centro-Sur. Ley Nº 5654
1972	Autoriza al IAA a disponer de Destilerías Centrales, en Pernambuco, Alagoas, Bahía, Río de Janeiro y Minas Gerais. Ley Nº 5816
1973	Se crea el Programa para la Racionalización de la Industria del Azúcar. Dispone sobre un fondo especial para la exportación creado por la Ley Nº 4870 de 1965. Decreto ley Nº 1266
1973	Establece estándares para las exportaciones de melaza y para la protección de la producción de alcohol en el mercado nacional. Resolución IAA 59

Anexo II– 2: Principales regulaciones del sector agro-energético desde el lanzamiento del PNA a la actualidad

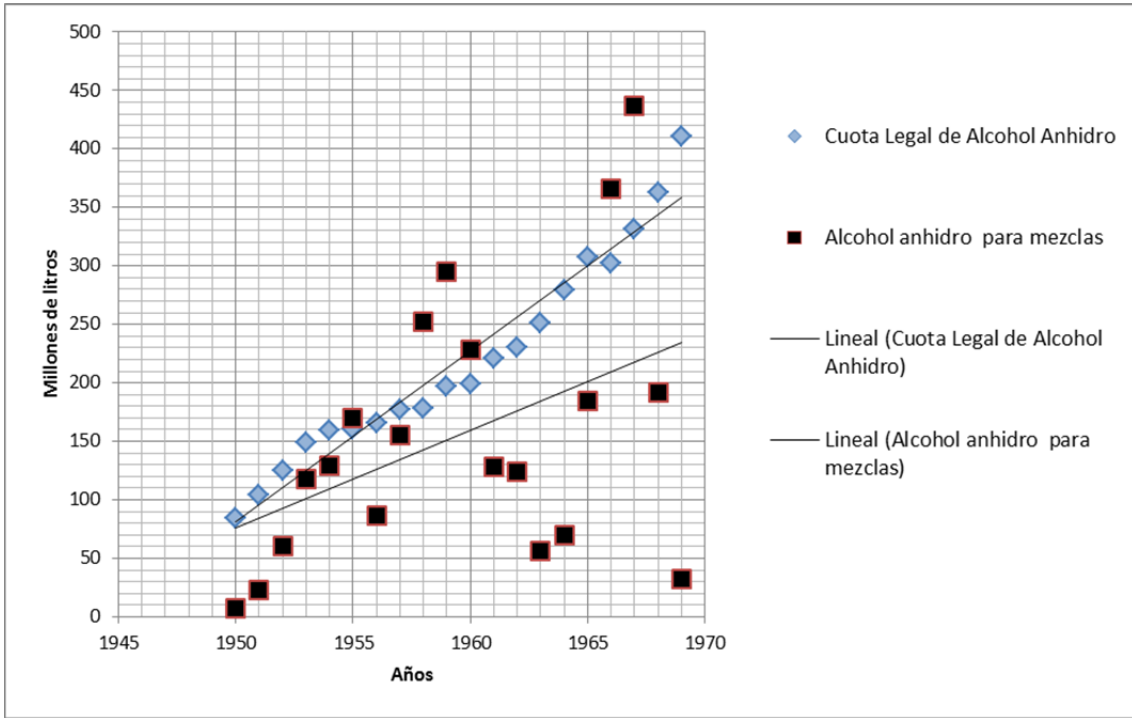
Años	Medidas
1975	Se crea el Programa Nacional del Alcohol, "Pro-alcohol". El CMN determina las fuentes de los fondos para incentivar la cadena de producción de etanol a partir de cualquier materia prima. Se instituye un sistema de financiación y gastos (banca para el PNA). Fondos para I+D provenientes del comercio de etanol. Decreto Nº 76.593
1975	Dispone sobre la producción y la comercialización de etanol anhidro carburante y da otras providencias. Decreto Nº 75966
1978	Exime del Impuesto único a los lubricantes y combustibles líquidos al etanol carburante (gasolina Impuestos ad-valorem en 10%). Decreto Ley 1631
1979	Dispone sobre la ejecución del PNA. Se crea el Consejo nacional del Alcohol, CNAL, encargado de la formulación de las directrices políticas del PNA y La Comisión Ejecutiva Nacional del etanol encargada de ejecutar las políticas del CNAL. El CNP establece el precio de paridad del etanol sobre el peso neto del saco de azúcar e incentivos fiscales. Decreto 83700
1979	Protocolo con ANFAVEA para la producción de vehículo de consumo exclusivo de etanol hidratado.
1980	Regula los sistemas de logística, distribución y comercialización del etanol. Resolución CNP 17
1980	Determina el sistema nacional de Almacenaje. Resolución CENAL 06
1982	Dispone sobre el transporte el etanol vía ductos y da otras providencias. Ley Nº 7029
1983	El CNAL establece los parámetros de adquisición de reservas de alcohol. Petrobras es responsable por la adquisición de etanol Decreto 88626
1983	Se autoriza otorgar a Petrobras fondos del Fondo Especial de Reajuste de la Estructura de Precios de los Combustibles y Lubricantes, por costos incurridos en sus actividades, Decreto 88.626
1984	Creación de la cuenta del etanol y establecimiento de FUPA y FUP para cubrir costos de Petrobras.
1985	Prórroga del plazo de exención del Impuesto Único sobre Lubricantes y Combustibles Líquidos y Gaseosos, incidente sobre el Etanol carburante. Ley Nº 7451
1987	Establece que las reservas de etanol deben al menos cubrir el consumo interno por un periodo de dos meses. Decreto 94.541
1987	Se autoriza otorgar a PETROBRAS fondos provenientes del PPE para cubrir los costos incurridos. Decreto 94.541
1989	Dispone sobre el control previo en las exportaciones de alcohol, azúcar, melaza y otros. Ley Nº 7817
1990	Se dispone la extinción del Instituto del Azúcar y el Alcohol, IAA. Leyes 8028-8029
1990	Reglamenta la Extinción de la IAA. Decreto Nº 99240
1990	Crea el Programa Nacional de Desestatización. Ley Nº 8031
1990	Dispone sobre el control de las exportaciones de alcohol, azúcar y melaza entre otros
1990	Se crea el Departamento Nacional de Combustibles. Decreto Ley 99180
1991	Crea el Sistema de Reservas y Combustibles y define crímenes contra el orden económico. Ley Nº 8176
1992	Reglamenta la creación, organización y el funcionamiento de las Comisiones Regionales del Sistema de Pago de la caña de azúcar por el contenido de sacarosa. Ordenanza Nº SDR/PR N60
1991	Establece la liberación de los precios sectoriales controlados por el Estado. Ley 8178
1991	El Ministerio de hacienda liberaliza los precios de los carburantes. Ordenanza MF 463
1991	Se establece un sistema de tasas diferenciadas sobre el IPI, como un subsidio para equilibrar los costes de producción de azúcar en las diferentes regiones. Se extingue la contribución y los derechos adicionales sobre la producción de azúcar y caña de azúcar. Ley 8393
1993	Dispone sobre la reducción de emisiones contaminantes en los vehículos motorizados. Regula el porcentaje de la mezcla carburante. Establece un nivel de mezclas obligatorio del 22 % de etanol para todo el territorio nacional. Ley 8723

1993	Se crea la Comisión Interministerial del etanol CINAL (para entre otras funciones reexaminar el nivel de intervención gubernamental en el sector del alcohol). Decreto 966
1995	Libera los precios del azúcar, excepto el tipo cristal estándar. Ordenanza MF Nº 189
1996	Establece medidas regulatorias del abastecimiento del mercado interno de productos del sector sucro-alcoholero. Ley Nº 9362
1996	Se crea el Grupo Especial para la Racionalización de la Agroindustria de la caña de azúcar del Noreste. Decreto Nº 59033-A
1996	Se establece la liberalización de los precios del etanol anhidro en los ingenios sucro-alcoholeros para el año 1997. Ordenanza MF 463
1996	Se liberalizan los precios de las gasolinas, de las mezclas de gasolina con etanol anhidro y de etanol hidratado, tanto para las ventas al por mayor como al por menor. Ordenanza MF 292
1997	“Ley del Petróleo”. Se crea el Consejo nacional de Política Energética CNPE y la Agencia Nacional del Petróleo ANP. El CNPE establece las directrices para el SINEC y las reservas estratégicas anuales mediante un plan de cumplimiento anual. Ley N º 9478
1997	Se crea el Consejo Interministerial del Azúcar y el Alcohol. Decreto S/Nº
1998	Crea el Comité de Comercialización de Etanol Combustible- CAEC. Decreto Nº 2635
1998	Establece la sustitución gradual de la flota oficial de vehículos. “Ley de la Flota Verde”. Ley Nº 9660
1998	Se aumenta el nivel de mezcla de etanol con gasolina al 24 %. Medida Provisoria. Nº 1662
1998	Establece sanciones penales y administrativas derivadas de conductas y actividades lesivas con el medioambiente. Ley Nº 9605
1998	Libera los demás precios de los productos y servicios de la agroindustria de la caña de azúcar Ordenanza MF Nº 275
1999	Concede la exención del pago del IPVA a los VCEE para fomentar la demanda interna. Ley 10355.
1999	Dispone sobre la fiscalización de las actividades de abastecimiento nacional de combustibles, que trata la Ley 9478 de 1997. La ANP se encarga de monitorizar el SINEC. Ley 9847
1999	La agencia Nacional del Petróleo de responsabiliza del pago a las empresas productoras de alcohol. Resolución CIMA Nº10
1999	Se suspende el pago a la producción de etanol hidratado. Resolución CIMA Nº 15
1999	Los productores de Caña de Azúcar, Azúcar y etanol se organizan para negociar las condiciones de venta de las materias primas. CONCECANA.
2000	Reestructura el Consejo interministerial Del azúcar y el Alcohol, CIMA. Decreto Nº 3546
2001	Se establece un nivel de mezcla mínimo del 24 %, que puede ser reducido hasta el 20 %. Ley 10.203
2001	Se establece la Contribución de intervención en el Dominio Económico: CIDE. Ley 10336
2001	Modifica la Ley 8989 de 1995 y dispone que la exención del IPI en la adquisición de vehículos motorizados se dé cuando estos consuman combustibles renovables. Ley Nº 10182
2002	Ley del etanol carburante. Se establecen subvenciones sobre el precio y el transporte de etanol carburante. Ley 10.453
2002	Se pone en marcha la subvención para equiparación de los costes de producción entre las regiones propuestas por el MAPA y la ANP. Decreto 4.267
2002	Instituye medidas de política económica de apoyo a la producción y a la comercialización de etanol carburante y da otras providencias. Decreto 4.353
2002	Dispone la renegociación y el aplazamiento de las deudas provenientes de operaciones de crédito rural. Ley Nº 10464
2002	Dispone sobre subvenciones para la adquisición de vehículos automotores movidos por etanol hidratado carburante. Ley Nº 10612
2002	El Ministerio de desarrollo, Industria y comercio establece un acuerdo para reducir el Impuesto a los productos industriales a la Industria automotriz. Se promueve la fabricación de vehículos de consumo flexible. Acuerdo Fiscal
2002	Dispone sobre la aplicación de los recursos provenientes del CIDE. Crea el Fondo Nacional de Infra-Estructura de Transportes FNIT. Ley Nº 10636
2003	Se establece un nivel mínimo de mezcla del 25 %, que puede ser reducido hasta el 20 %. Ley
2003	Dispone la renegociación y aplazamiento de las deudas provenientes de operaciones de crédito rural. Ley Nº 10.696
2004	Crea la Empresa de Investigación Energética, con el fin de subsidiar la investigación en diferentes campos del sector energético como las energías renovables. Ley Nº 10847
2005	Enmienda la Ley de la Energía de 1997 y establece en la lista de principios generales el objetivo de expandir la participación de los biocarburantes (biodiesel) en la matriz energética del país de forma económica, social y medioambientalmente sostenible. Ley 11097
2007	El CIMA se encarga de establecer el nivel de las mezclas de etanol y gasolina. Establece un nivel mínimo de mezcla del 25 %. Resolución CIMA Nº 37
2009	Ley de cambio climático. Establece objetivos generales, principios y objetivos voluntarios de reducción de

	emisiones entre 36,1 % y 38,9 % para 2020. Ley 12187
2011	Aprueba la Tabla de Incidencia del Impuesto sobre Productos Industrializados - TIPI. Decreto 7660
2011	El poder ejecutivo puede elevar el porcentaje hasta 25 % o reducirlo hasta 18 %. Ley 12940

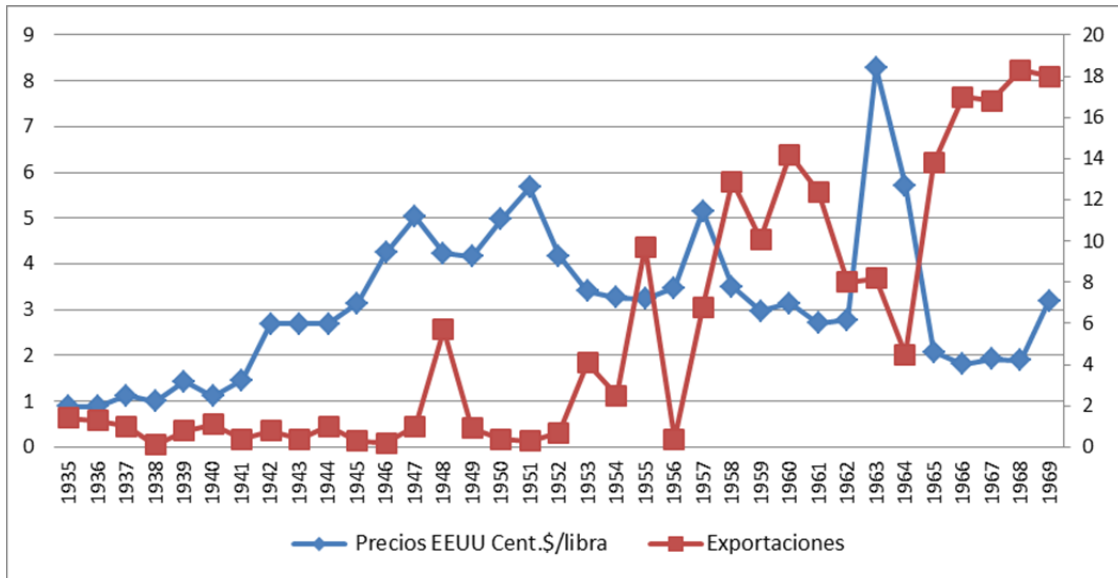
Anexo II- 3:

Mezclas carburantes con alcohol anhidro. Cuota legal y Cuota efectiva



Fuente: Elaboración propia a partir de: Libros Anuales del CNP y el IAA; IBGE, Anuario estadístico de Brasil; IAA CODEPLAN-DES, Boletín estadístico de Brasil, y Reportes de IAA realizado en De Castro Santos (1985).

Anexo II- 4: Precios Internacionales y exportaciones de azúcar en Brasil



Fuente: Elaboración propia a partir de archivos IAA Departamento de exportación, CODEPLAN-DES. (Varios años)

Anexo II- 5: Indicadores de producción de etanol. PNA-primeras fases

Años	Proyectos del PNA		Capacidad productiva de etanol (millones de litros/cosecha)	
	Proyectos por año	Acumulado	Capacidad por año	Acumulado
1975	02	02	54,5	54,5
1976	70	72	1561,3	1615,8
1977	39	111	1060,5	2676,3
1978	59	170	1400,6	2676,3
1979	39	209	855,9	4932,8
1980	91	300	2159,0	7091,8
1981	56	356	1179,2	7091,8
1982	39	395	793,8	9064,8
1983	73	468	1404,4	10469,2
1984	80	548	1380,8	11850,0
1985	12	560	186,4	12036,4

Fuente: Elaboración propia a partir de CENAL datos históricos 1986, en Baccharini (2005)

Anexo II- 6. Evolución del parque vehicular en Brasil

Años	Gasolina	VCCE	Flex-Fuel	Diésel
1957	21661	0	0	8881
1958	45702	0	0	15281
1959	82459	0	0	13655
1960	118701	0	0	14340
1961	134656	0	0	10928
1962	177270	0	0	13924
1963	163030	0	0	11161
1964	171771	0	0	11936
1965	173397	0	0	11790
1966	207995	0	0	16614
1967	209678	0	0	15809
1968	254489	0	0	25226
1969	327636	0	0	26064
1970	390225	0	0	25864
1971	489536	0	0	27428
1972	586077	0	0	36094
1973	704331	0	0	46045
1974	852123	0	0	53797
1975	862159	0	0	68076
1976	900311	0	0	86238
1977	806563	0	0	114630
1978	960311	0	0	103703
1979	1003861	4624	0	119481
1980	778464	254015	0	132695
1981	532492	128828	0	119563
1982	452496	237585	0	169223
1983	204361	592984	0	99117
1984	195225	560492	0	108936
1985	204508	642147	0	120053
1986	219347	699183	0	137802
1987	307377	460555	0	152139
1988	344190	569310	0	155256
1989	456365	398275	0	158612
1990	701860	83259	0	129347
1991	676976	150877	0	132366
1992	749195	193441	0	131225
1993	968348	264651	0	158436
1994	1259228	142760	0	179401

1995	1439384	40484	0	149140
1996	1660059	7732	0	136537
1997	1881245	1273	0	187185
1998	1338852	1451	0	195988
1999	1176935	11314	0	168465
2000	1471166	10106	0	209968
2001	1615498	19032	0	182586
2002	1576418	56594	0	158518
2003	1561285	34919	49264	182323
2004	1682467	51052	332507	251541
2005	1333221	29402	880941	286685
2006	977134	356	1392055	242784
2007	767368	0	1936931	275864
2008	633966	0	2243648	338767
2009	385756	0	2541153	256573
2010	660182	0	2627111	359225
2011	469448	0	2550875	422464
2012	442731	0	2701781	290974

Fuente: Elaboración propia a partir ANFAVEA (2013)

Anexos Capítulo III

Anexo III-1: Principales medidas federales vinculadas al mercado de Biocarburantes en EEUU

Año	Normas
1906	Denatured Alcohol Act of 1906. Denatured alcohol Withdrawal from bond tax free after January 1, 1907. (Fifty Ninth Congress, Sess. I. Ch. 3047.
1916	United States Internal Revenue Act of 1916 (Expensing Drilling Costs and Dry Hole Costs), § 5(a) Eighth (a), and 12(b) second (b), 39 STAT. 759, 769 (1916).
1918	United States Internal Revenue Act of 1918, §§ 214(a) (10) and 234(a) (9), 40 STAT. 1067-1068, 1078-1079 (1918).
1926	Internal revenue Act of 1926, §§ 204(c) (1), 214(a) (9), and 234(a) (8), 44 STAT. 16, 27, 42 (1926).
1933	Agricultural Adjustment Act of 1933, Public Law 73-10
1938	Agricultural Adjustment Act of 1938, Public Law 75-430.
1948	Agricultural Act de 1948, Public Law 80-897.
1949	Agricultural Act of 1949, Public Law 81-439.
1954	Agricultural Trade Development and Assistance Act of 1954, Public Law 83-480.
1955	Air Pollution Control Act of 1955, Public Law 84-159.
1956	The Agricultural Act of 1956, Public Law 84-540.
1963	Clean Air Act of 1963, Public Law 88-206.
1965	Food and Agricultural Act of 1965, Public Law 89-321.
1967	Air Quality Act of 1967, Public Law 90-148.
1968	Tax Reformation Act of 1968, Import duty for fuel ethanol, Public Law 99-514.
1970	Clean Air Act Extension of 1970, Public Law 91-604.
1970	Agricultural Act of 1970, Public Law 91-524.
1973	Agriculture and Consumer Protection Act of 1973, Public Law 93-86.
1973	Emergency Petroleum Allocation Act of 1973, Public Law 93-158.
1973	The Trans-Alaska Pipeline Authorization Act of 1973, Public law 93-153
1974	Solar Energy Research, Development, and Demonstration Act of 1974, Public Law 93- 473.
1974	Federal Nonnuclear Energy Research and Development Act of 1974, Public Law 93-577.
1974	Trade Law of 1974, Public Law 93-618.
1975	The Energy Policy and Conservation Act of 1975, Public Law 94-163.
1976	Energy Conservation and Production Act of 1976, Public Law 94-385.
1977	Clean Air Act Amendments of 1977, Public Law 95-95.
1977	Food and Agriculture Act of 1977, Public Law 95-113.
1978	The National Energy Act of 1978 includes Public Utilities Regulatory Policies Act (Pub. L. No. 95-617); Energy

	Tax Act (Pub. L. No. 95-618); Power Plant and Industrial Fuel Use Act (Pub. L. No. 95-620); Natural Gas Policy Act (Pub. L. No. 95-621)
1978	Energy Tax Act, Public Law 95-618.
1980	Crude oil windfall Profit Tax Act of 1980, Public Law 96-223.
1980	Omnibus Reconciliation Act of 1980, Public Law 96-499.
1980	Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act of 1980, Public Law 96-510.
1980	Energy Security Act of 1980, (ethanol production) Public Law 96-294
1981	Agriculture and Food Act of 1981, Public Law 97-98.
1982	Surface Transportation Assistance Act of 1982, Public Law 97-424.
1983	Caribbean Basin Economic Recovery Act of 1983, Public Law 98-67.
1983	Renewable Energy Industry Development Act of 1983, Public Law 98-370.
1984	Deficit Reduction Act of 1984 Public Law, 98-369.
1985	Food Security Act of 1985 Public Law, 99-198.
1986	Tax Reform Act of 1986, Public Law 99-514.
1986	Internal Revenue Code-IRC of 1986, section 4081.
1988	Alternative Motor Fuel Act FO 1988, Public Law 100-194
1989	Steel Trade Liberalization Program Implementation Act of 1989, (7 % CBI imports), Public Law 101-221.
1990	Omnibus Budget Reconciliation Act of 1990, Public Law 101-508.
1990	Food, Agriculture, Conservation, and Trade Public Law 101-624.
1990	Clean Air Act Amendments of 1990, Public Law 101-549.
1990	State Energy Efficiency Programs Improvement Act of 1990, Public Law 101-440,
1991	Intermodal Surface Transportation Efficiency Act 1991, Public Law 102-240.
1991	56, Federal Regulation 311176, and Federal Regulation 31218 of 1991.
	Reformulated Gasoline (RFG) Program (1991). Regulation of Fuels and Fuel Additives: Standards for Reformulated Gasoline, 56 Fed. Reg. 31176, 31218 (July 9, 1991).
1992	Energy Policy Act of 1992, Public Law 102-486.
1993	Omnibus Budget Reconciliation Act of 1993, Public Law 103-66.
1993	Executive Order 12844 of 1993, Federal Use of Alternative Fueled Vehicles.
1994	Oxygenated Fuels Program, 42 United States Code 7545 (m) of 1994.
1994	Uruguay Round Agreement-URA-Act of 1994, Public law 103-465.
1996	Federal Agriculture Improvement and Reform Act of 1996, Public law 104-127.
1997	Executive Order 13031, Federal Alternative-Fueled Vehicle Leadership
1998	Energy Conservation Reauthorization Act of 1998, Public law 105-388.
1998	Transportation Equity Act for the 21st Century of 1998, Public Law 105-178.
1999	Executive Order 13123 of 1999, Greening the Government through efficient energy management.
1999	Executive Order 13134 of 1999, Developing and Promoting Biobased products and Bioenergy.
1999	California Executive Order N° D-5-99
	Agricultural Risk Protection Act of 2000, (VAGP), Public Law 106-224.
2000	Executive Order Greening the Government Through Federal Fleet and Transportation Efficiency.
2000	Biomass Research and development Act of 2000, Public Law 106-224.
2000	African Growth and Opportunity Act of 2000, Public law 106-200.
2002	Farm Security and Rural Investment Act of 2002, Public Law 107-171.
2003	Healthy Forests Restoration Act of 2003, Public Law 108-148.
2003	Vision 100 Century of Aviation Reauthorization Act of 2003 (VALE Program), Public Law 108-176.
2004	Agriculture, Rural Development, Food and Drug Administration, and Related Agencies Appropriations Act of 2004, Public Law 108-199.
2004	Working Families Tax Relief Act of 2004, Public Law 108-311.
2004	American Jobs Creation Act of 2004, Public Law 108-357.
2005	Energy Policy Act of 2005, Public Law 109-58.
2005	Renewable Fuel Standard (RFS) (2005). Regulation of Fuels and Fuel Additives: Renewable Fuel Program, 40 C.F.R. Part 80 (May 1, 2007)
2005	Nursing Relieve for Disadvantaged Areas Reauthorization Act of 2005, Import duty for fuel ethanol, Public Law 109-423.
2006	Tax Relief and Health Care Act of 2006, Public Law 109-432.
2007	Energy Independence Security Act of 2007, Public law 110-140.
2007	America Creating Opportunities to Meaningfully Promote Excellence in Technology, Education, and Science Act of 2007, Public Law 110-69.
2007	Environmental Protection Agency, Regulation of Fuels and Fuel additives: Renewable Fuel Standard Program.

	Final Rule, 40 CFR, Part 80.
2008	Food, Conservation, and Energy Act of 2008, Public Law 110-246.
2008	Energy Improvement and Extension Act of 2008, Division B of Public Law 110-343
2008	Emergency Economic Stabilization Act/Energy Improvement and Extension Act of 2008, Public Law 110-343.
2009	Executive Order 13514 of 2009, Federal leadership in Environmental, Energy, and economic performance.
2009	American Recovery and Reinvestment Act of 2009, Public Law 111-5.
2010	Tax Relief, Unemployment Insurance Reauthorization, and Job Creation Act of 2010, Public Law 111-312.
2010	Environmental Protection Agency, Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2011 Renewable Fuel Standards; Final Rule. 75 Federal Register 76790-76830;
2012	Environmental Protection Agency, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2012 Renewable Fuel Standards. Final Rule, RIN 2060-AQ76.
2012	American Tax Payer Relief Act de 2012, Public Law 112-240.
2012	Environmental Protection Agency Regulation, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: Modifications to Renewable Fuel Standard and Diesel Sulfur Programs 2012
2012	Environmental Protection Agency Regulation, 40 CFR Part 80 Supplemental Determination for Renewable Fuels Produced Under the Final RFS2 Program From Grain Sorghum 2012.
2013	Environmental Protection Agency Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2013 Cellulosic Biofuel Standard, 40 CFR Part 80.
2013	Environmental Protection Agency, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2013 Renewable Fuel Standards, Final Rule, RIN 2060-AR43
2013	Environmental Protection Agency, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: Additional Qualifying Renewable Fuel Pathways Under the Renewable Fuel Standard Program; Final Rule Approving Renewable Fuel Pathways for Giant Reed (Arundo Donax) and Napier Grass (Pennisetum Purpureum) (2013), RIN 2060-AR85
2013	Environmental Protection Agency, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: Identification of Additional Qualifying Renewable Fuel Pathways Under the Renewable Fuel Standard Program 2013, RIN 2060-AR07
	Environmental Protection Agency, 40 CFR Part 80. Regulation of Fuels and Fuel Additives: 2013 Biomass-Based Diesel Renewable Fuel Volume. Final Rule (2012), RIN 2060-AR55
2014	Agricultural Act of 2014, Public Law 113-79.

Anexo III- 2: Principales obligaciones de consumo de carburantes alternativos aplicados a nivel estadual

Estado	Regulación
Florida	Mandato de mezcla de carburante Alternativo: Toda la gasolina vendida o puesta en venta por proveedores, importadores, mezcladores o comercializadores mayoristas, debe contener en el volumen final del producto entre el 9 % y 10 % de etanol u otros carburantes alternativos. Los carburantes alternativos deben ser definidos como carburantes obtenidos de biomasa. El mandato de mezcla no aplica a los carburantes usados en naves aéreas o naves acuáticas, al carburante vendido al mezclador, al carburante para vehículos de acumulación, a los vehículos fuera de carretera, a las motocicletas o pequeños motores. Si el proveedor, importador, mezclador, o comercializador mayorista es incapaz de obtener carburantes alternativos al mismo o a un precio menor que la gasolina no mezclada, entonces la compañía puede solicitar una exención.
Hawai	Estándar de mezcla del Etanol: Al menos el 85 % del suministro minorista de gasolina vendida en Hawai debe contener un mínimo de 10 % de etanol E(10). La gasolina mezclada con productos obtenidos del etanol, como el etil-terbutil éter, es considerada que cumple el estándar. Los minoristas y distribuidores deben cumplir los requerimientos del estándar y reportarlo mensualmente a la División de Energía, Tecnología y Recursos del Departamento de negocios, Desarrollo Económico y Turismo.
Luisiana	Estándar de carburantes renovables: Dentro de los seis meses siguientes en que la producción mensual acumulada de etanol desnaturalizado producida en Luisiana iguale o exceda un volumen mínimo de producción de 50 millones de galones, al menos el 2 % del volumen total de gasolina vendida en el Estado deberá ser etanol desnaturalizado. En el caso del biodiesel producido en Luisiana, cuando iguale o exceda un volumen de producción mínima anual de 10 millones de galones, al menos 2 % del volumen total de diésel vendido será biodiesel producido con materias primas locales. Asimismo, cuando el volumen de carburantes renovables alternativos producidos en el Estado iguale o exceda una producción anual mínima de 20 millones de galones, al menos el 2 % del volumen de todos los carburantes de automoción vendidos en el Estado deberá ser carburantes renovables alternativos producidos con materias primas locales. Los mezcladores y minoristas

	<p>tendrán seis meses para el cumplimiento de las obligaciones de mezcla, a menos que se demuestre la insuficiencia en la producción o problemas logísticos en la capacidad de mezcla. Una combinación de los carburantes alternativos puede ser usada para cumplir los mandatos.</p>
Massachusetts	<p>Mandato de mezcla de Biodiesel: todo el diésel carburante para vehículos de automoción, así como todos los otros carburantes líquidos usados para operar en vehículos de motores diésel, deben contener al menos 2 % de diésel renovable para julio del 2010; 3 % de diésel renovable para el 1 de julio del 2011; 4 % para julio del 2012 y 5 % para julio del 2013. El diésel renovable debe incluir diésel carburante obtenido predominantemente de biomasa renovable y con un nivel LCA de reducción de emisiones de GEI de al menos 50 %, en comparación al nivel LCA promedio de emisiones de GEI del petróleo diésel vendido en 2005. El Departamento de Recursos Energéticos de Massachusetts-DOER estudiará la factibilidad de los mandatos, pudiendo el mandato ser pospuesto en tanto no se den las condiciones básicas necesarias para su cumplimiento.</p> <p>Programa voluntario de Biocarburantes: En lugar del mandato formalizado de mezcla, el DOER está lanzando un programa voluntario de biocarburantes, a través del cual el DOER trabajará con los proveedores de biodiesel para certificar los biocarburantes. El programa busca generar la experiencia necesaria para establecer las bases para una futura expansión y una implementación completa de un mandato de mezcla estatal.</p>
Minnesota	<p>Mandato de mezcla de Biodiesel: El diésel carburante vendido u ofrecido para la venta en el estado, para su uso en motores de combustión interna, deben contener al menos 5 % de biodiesel (B5). En noviembre del 2011, los comisionados de los Departamentos de Agricultura, Comercio, y la Agencia de Control Ambiental, recomendaron la implementación de un mandato de 10 % de biodiesel (B10). El mandato empieza en 2013 durante los meses de abril a septiembre. En el resto del año el Diésel vendido deberá tener al menos 5 % de biodiesel (B5).</p> <p>Mandato de mezcla de Etanol: Toda la gasolina vendida u ofrecida para la venta en Minnesota debe contener al menos 10 % de Etano (E10), o el porcentaje máximo de alcohol desnaturalizado que permite la EPA en todos los vehículos. Las mezclas de etano con gasolina deben cumplir con el estándar ASTM D4814-08b. Se prevé además que para el 30 de agosto del 2015, toda la gasolina vendida u ofrecida para la venta en el Estado deberá contener al menos 20 % de Etanol (E20), a menos que para el 31 de diciembre del 2014 el etanol ya haya reemplazado el 20 % de todo el combustible para motores vendido en el Estado, o la EPA no haya aprobado el uso del E20 en todos los vehículos sin tener en cuenta ni el modelo ni el año. Se aplican excepciones.</p>
Missouri	<p>Mandato de mezcla de etanol: toda la gasolina ofrecida para la venta en estaciones minoristas dentro del Estado, deben contener 10 % de etanol (E10). Este requerimiento no se aplica solo si un distribuidor es incapaz de obtener etanol o mezclas de etanol con gasolina al mismo o a un precio menor que la gasolina no mezclada. La gasolina Premium está exenta del cumplimiento del mandato. El etanol es definido como el carburante que se obtiene de fuentes agrícolas y que cumple el estándar ASTM D4806.</p>
Montana	<p>Mandato de mezcla de etanol: Un año después que el Departamento de Transporte de Montana haya certificado que los productores de etanol en el Estado hayan producido un total de 40 millones de galones de etanol desnaturalizado y hayan mantenido ese nivel de producción sobre una base anual durante al menos tres meses, toda la gasolina vendida a los consumidores para su uso en vehículos que operan en la vía pública debe ser mezclada en un 10 % del volumen total con etanol desnaturalizado de origen agrícola. Si la producción del etanol en Montana cae debajo de los 20 millones de galones anualmente, el mandato del E10 no se aplicará. Toda la gasolina vendida como E10 puede no contener más que ínfimas cantidades del aditivo MTBE.</p>
New Mexico	<p>Mandato de mezcla de biodiesel: todo el diésel vendido a las agencias estatales, a las subdivisiones políticas del Estado y a las escuelas públicas, para su uso en vehículos de automoción por carretera, deben contener al menos 5 % de biodiesel (B5). Después de julio de 2012, todo el diésel carburante vendido a los consumidores para su uso en vehículos de automoción por carretera deberá contener al menos 5 % de biodiesel (B5). El Departamento de Recursos Naturales puede suspender estos requerimientos hasta por seis meses si la cantidad disponible de biodiesel es insuficiente o si el precio del biodiesel excede significativamente el precio del diésel carburante durante al menos dos meses.</p>
Oregón	<p>Mandato de carburantes renovables: Toda la gasolina vendida en el Estado debe ser mezclada con etanol en un 10.5 del volumen (E10). La gasolina con un alto grado de octanaje (superior a 91) o más, se encuentra exenta de del mandato, así como la gasolina vendida para usos fuera de las carreteras. El etanol deberá cumplir con el estándar ASTM D4806. La gasolina que contenga al menos 9,2 % de etanol obtenido de producción agrícola y que cumpla con el estándar ASTM D4806, cumplirá con el mandato de mezcla. El mandato se puede suspender en caso no hay disponibilidad suficiente de etanol.</p> <p>El diésel carburante vendido en el Estado, deberá ser mezclado con al menos 5 % de biodiesel (B5). Para el objeto del mandato, el biodiesel es definido como el carburante para vehículos a motor que</p>

	<p>se deriva de aceites vegetales, grasas animales u otras fuentes no petrolíferas. Además debe ser calificado como B100 y cumplir con la especificación ASTM D6751. El diésel carburante vendido entre el 1 octubre y el 28 de febrero de cada año, deben contener aditivos para prevenir el congelamiento de la mezcla. Desde el 2 de enero del 2012, el diésel renovable calificará como sustituto del biodiesel en los requerimientos de las mezclas.</p>
Pennsylvania	<p>Mandato de carburantes renovables: un año después que la producción dentro del Estado haya llegado a 350 millones de galones de etanol de celulosa y este volumen sea sostenible por al menos 3 meses, toda la gasolina vendida en Pennsylvania deberá contener un mínimo de 10 % de etanol de celulosa. Asimismo, todo el diésel vendido en Pennsylvania deberá contener al menos 2 % de biodiesel (B2) un año después que la producción dentro del Estado alcance 40 millones de galones. El las obligaciones del mandato continuará de acuerdo al siguiente calendario:</p> <p>5 % de biodiesel (B5) un año después que la producción dentro del Estado alcance los 100 millones de galones,</p> <p>10 % de biodiesel (B10) un año después que las producción dentro del Estado alcance 200 millones de galones, y</p> <p>20 % de biodiesel (B20) un año antes que la producción dentro del Estado alcance los 400 millones de galones.</p> <p>Con ente fin, todos los minoristas de biodiesel de Pennsylvania deberán registrarse con el Departamento de Agricultura d Pennsylvania cada año.</p>
Washington	<p>Estándar de carburantes renovables: Al menos 2 % de todo el diésel carburante vendido en el Estado debe ser biodiesel o diésel renovable. Esta regulación se incrementará a 5 %, 180 días después que el Departamento de Agricultura del Estado de Washington-WSDA, determine que la producción de materias primas y la capacidad de trituración de semillas oleaginosas del Estado, puedan servir para alcanzar un 3 % del mandato. El diésel renovable es definido como el sustituto del diésel carburante que es producido con Fuentes renovables distintas al petróleo, incluyendo los aceites vegetales y las grasas animales, y que además cumple el estándar ASTM D975.</p> <p>Adicionalmente, al menos el 2 % del volumen total de gasolina vendida en el Estado debe ser etanol desnaturalizado. Los requerimientos de etanol se pueden incrementar si el Departamento de Ecología de Washington establece que este incremento no pondrá en peligro el desarrollo de los estándares federales establecidos en la <i>"Clean Air Act"</i> y cuando el WSDA determine que el Estado puede apoyar económicamente la producción de mayores mezclas de etanol.</p> <p>Todas las agencias estatales con jurisdicción sobre infraestructura para recursos renovables, como almacenamiento, mezcla, y dispensación de equipos, están obligados a acelerar la aplicación relacionada con procedimientos y permisos. El gobernador puede suspender estas obligaciones si el estándar es temporal, técnica o económicamente inviable o presenta un importante riesgo para la seguridad pública.</p>

Fuente: Recopilación propia a partir de diferentes Leyes Estadales a través del *US Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy.*

Anexo III– 1: Incentivos Fiscales a los biocarburentes aplicados a nivel Estatal en EEUU

Estado	Beneficio Fiscal
Alabama	<p>Crédito fiscal para las instalaciones de producción de biocarburentes: Las compañías que inviertan en instalaciones para la producción de biocarburentes pueden ser elegibles para un crédito fiscal de hasta el 5 % del coste de capital del proyecto. La materia prima producida debe ser grano, almidón, semillas, oleaginosas, vegetales, algas, materiales de animales y peces que incluyen las grasas, cebos y aceites, caña de azúcar, remolacha azucarera, componentes de azúcar, tabaco, patata y lignocelulosa y otras formas de biomasa. Expira el 12 de diciembre del 20</p>
Arizona	<p>Impuesto Reducido para la licencia de Vehículos que consumen Carburantes Alternativos: Se establece un impuesto a la licencia inicial de los vehículos AFV (vehículos de consumo alternativo de carburantes) menor que para el caso de los vehículos convencionales. La base de cálculo durante el primer año de registro es el 1% del precio minorista del productor frente al 60 % para los vehículos convencionales.</p> <p>Exención fiscal para los carburantes alternativos y vehículos que consumen carburantes alternativos -AFVs: El Impuesto al uso en Arizona no se aplica cuando siendo diseñados para funcionar con diésel carburante sean convertidos para poder usar carburantes alternativos.</p>
Delaware	<p>Exención para carburantes alternativos: Los Impuestos aplicados a los carburantes alternativos usados en vehículos oficiales del gobierno de EEUU o cualquier agencia gubernamental del Estado de Delaware.</p>
Distrito de	<p>Exención fiscal para los carburantes alternativos y AFVs: Los vehículos que consumen carburantes</p>

Columbia	alternativos de acuerdo a las directrices de la EPA, están exentos del impuesto selectivo aplicado a los certificados originales de la titulación.
Florida	<p>Crédito fiscal para la Inversión en Biocarburantes: Se establece un crédito fiscal de 75 %, para el capital operativo, mantenimiento, I+D+I, y costos de desarrollo en conexión con la inversión en producción, almacenamiento y distribución de biodiesel (B10-B100), etanol (E10-E100) u otros carburantes renovables obtenidos de biomasa. Incluye los costos de instalación, equipamiento, dispensadores de carburantes y otras necesidades logísticas relacionadas con la distribución.</p> <p>Exención fiscal para el biodiesel producido por las escuelas: El biodiesel que es producido por una escuela pública o privada se encuentra exento del pago del impuesto selectivo al biodiesel y los requerimientos asociados. Para calificar, la producción anual de biodiesel debe ser menor de 1000 galones o ser utilizada por la escuela, sus empleados o estudiantes.</p>
Georgia	Crédito fiscal para los vehículos de consumo de carburantes alternativos- AFV: un crédito contra el impuesto a la renta, consistente en el 10 % del costo del vehículo y hasta \$2500, es aplicado a los individuos que adquieran o arrienden un vehículo AFV o conviertan un vehículo para operar únicamente con carburantes alternativos derivados de material biológico con excepción del etanol y que cumplan los estándares ambientales definidos por la "Georgia Board of Natural Resources".
Hawai	Incentivo a la producción de etanol: los productores de etanol pueden cualificar para un crédito contra el impuesto a la renta igual al 30 % de la capacidad nominal de producción de las instalaciones, que este entre \$500.000 y 15 millones de galones anuales. Las instalaciones deben producir al menos el 75 % de su capacidad nominal para recibir el crédito fiscal cada año por un periodo de 8 años. El crédito está disponible por los primeros 40 millones de galones de etanol producidos anualmente. Y las instalaciones productoras de etanol deben estar operativas antes de enero del 2017.
Idaho	Reembolso fiscal para los carburantes alternativos: El Estado de Idaho permite un reembolso del impuesto selectivo pagado por los carburantes especiales usados en vehículos de automoción. Entre los carburantes especiales objeto del beneficio se encuentra el biodiesel.
Indiana	<p>Crédito fiscal para vehículos de consumo de carburantes alternativos-AFV: La Corporación para el Desarrollo Económico de Indiana aplica unos créditos fiscales para promover la creación de empleo, reducir la dependencia en fuentes importadas de energía y reducir la contaminación. Los créditos se aplican hasta el 15 % de las inversiones cualificadas en el Estado para la producción de AFVs. El empresario debe establecer un salario de al menos 150 % del salario mínimo legal por hora de trabajo. Los AFVs deben funcionar entre otros, con E85, biodiesel, metanol otros renovables y otros carburantes alternativos. Se aplica entre el 31 de diciembre del 2006 y el 31 de diciembre de 2016.</p> <p>Crédito fiscal a la producción de etanol: Se aplica un crédito de \$0,125 por galón de producido de etanol de granos incluyendo de celulosa, con un límite de \$2 millones para una producción entre 40 y 60 millones de etanol de granos, \$3 millones para al menos 60 millones de galones de etanol de granos y \$20 millones para una producción de al menos 20 millones de etanol de celulosa, aplicados hasta abril del 2012.</p> <p>Crédito al impuesto a la producción de biodiesel: El productor de biodiesel se beneficia de \$1,00 por galón, con un límite de \$3 millones para todos los años fiscales que puede llegar a \$5 millones. Se aplica hasta el abril del 2012.</p> <p>Créditos a las mezclas de biodiesel: El mezclador de biodiesel de Indiana puede recibir hasta \$0,02 centavos por galón de mezcla producida en alguna instalación localizada en Indiana, con un límite de \$3 millones para todos los años fiscales. Se aplica hasta abril del 2012.</p> <p>Exención fiscal a las mezclas de biodiesel: Las mezclas de biodiesel de al menos 20 % del biocarburante que son para uso personal no comercial por la persona que produce la porción del biodiesel, se encuentran exentas del impuesto de licencia establecido a \$ 0,16 por galón.</p>
Illinois	<p>Exención fiscal para el etanol: Los impuestos estatales a las ventas y al uso aplican solamente para el 80 % de los ingresos provenientes de las ventas de carburantes que contengan al menos un 10 % de etanol (E10) y no aplica en el caso de carburantes que contengan entre el 70 % y el 90% de etanol, producidos o vendidos en un calendario predeterminado.</p> <p>Exención fiscal para el biodiesel: Los impuestos estatales a las ventas y al uso aplican solamente para el 80 % de los ingresos provenientes de las ventas de carburantes que contengan entre un 1 % y un 10 % de etanol (E10) y no aplica en el caso de carburantes que contengan más de 10 % de biodiesel, producidos o vendidos en un calendario predeterminado.</p>
Iowa	Crédito fiscal para las mezclas de etanol de los comerciantes minoristas: El crédito fiscal de \$0,08 por galón de etanol, está disponible para cualquier comercializador minorista de carburantes, siempre que el comerciante venda cierto porcentaje de carburantes renovables como parte de sus ventas totales de carburantes. Los comerciantes deben cumplir los siguientes objetivos de carburantes renovables para ser elegibles para el crédito:

Año	% de biocarburantes para una comercialización > a 200 mil galones de carburante	% de biocarburantes para una comercialización < a 200 mil galones de carburante
2012	13 %	11 %
2013	14 %	12 %
2014	15 %	13 %
2015	17 %	14 %
2016	19 %	15 %
2017	21 %	17 %
2018	25 %	19 %
2019	25 %	21 %
2020	25 %	25 %

Para los minoristas a menos de 2 % de alcanzar estos objetivos, el crédito será de \$0,06 por cada galón de etanol mezclado con gasolina y para los que estén a menos de 4 % será de \$0,04.

Crédito fiscal para el minorista de E15: Las estaciones de servicio que dispensen mezclas al 15 % de etanol carburante, pueden ser elegibles para un crédito fiscal de \$ 0,03 por galón de etanol entre 2012y 2014. Para el periodo 2015 -2017 el crédito será reducido a \$0,02 por galón. Expira el 31 de diciembre del 2012. Los minoristas pueden el crédito fiscal para el E85 por los mismos galones de carburante y el mismo año fiscal.

Crédito fiscal para el minorista de E85: Las Estaciones de servicio que dispensen E85 carburante pueden ser elegibles para un crédito fiscal de \$ 0,16 por galón, para el periodo 2012-2017. Los minoristas pueden el crédito fiscal para el E15 por los mismos galones de carburante y el mismo año fiscal. Expira el 31 de diciembre del 2017.

Crédito fiscal para el minorista de biodiesel: Los minoristas de carburantes cuyas ventas totales sean al menos un 50 % mezclas de biodiesel, que contengan al menos 2 % de (B2), son elegibles para un crédito fiscal para cada galón de biodiesel vendido, de la siguiente manera.

Año	Tasa del Crédito fiscal (B2 o b5)	Tasa del crédito fiscal (B5 o más)
2012	\$0,02	\$0,045
2013-2017	\$0,00	\$0,045

Este crédito expira el 31 de diciembre del 2017.

Reembolso fiscal al productor de biodiesel: Un productor de biodiesel puede aplicar a un reembolso de los impuestos a las ventas o uso pagado por adquisiciones. El productor debe estar registrado con la EPA y el biodiesel producido debe ser usado en mezclas carburantes. El reembolso está basado en el total de galones de biodiesel producido en el Estado y multiplicado por una tasa establecida de la siguiente manera:

Año	Reembolso por galón
2012	\$0,03
2013	\$0,025
2014	\$0,02

El productor de biodiesel puede recibir un reembolso máximo de hasta 25 millones de galones de biodiesel producido durante cada año calendario hasta 2014. Expira el 31 de diciembre de 2014.

Créditos a la producción de carburantes alternativos: Se establecen incentivos fiscales para los proyectos de producción de biomasa o carburantes alternativos. Los créditos pueden incluir: créditos a la inversión igual a un porcentaje de inversión calificada, amortizada en 5 años, un reembolso de los impuestos a las ventas, servicios o usos pagados a los contratistas o subcontratistas durante la construcción, un crédito doble para las actividades de I+D+I y una exención contra el impuesto local a la propiedad de hasta el 100 % del valor agregado de esta.

Kansas

Crédito para los vehículos de consumo de carburantes alternativos (AFV): Se establece un crédito fiscal contra el impuesto a la renta aplicado al 40 % del costo incremental o de conversión para los AFVs que funcionen con carburantes líquidos derivados de granos de almidón, semillas oleaginosas, grasas animales u otra clase de biomasa entre otros, de acuerdo al rating bruto del peso de los vehículos-GVWR.

GVWR	Crédito
Menos de 10,000 libras	Hasta \$2,400
10.000 a 26.000 libras	Hasta \$4,000
Más de 26.000 libras	Hasta \$40.000

De manera alternativa se establece un crédito fiscal del 5 % del costo del AFV de hasta \$750 si se adquiere del productor original de equipamiento. Para AFV que consuman E85 el crédito se aplica al

comprobar que el propietario haya consumido al menos 500 galones de E85 hasta el 31 de diciembre del siguiente año calendario, siendo, pudiendo ser los créditos excedentes contabilizados en los tres años siguientes en que los gastos fueron realizados. Este crédito se aplica desde 2013, siendo solamente beneficiarias las entidades corporativas responsables del pago del impuesto de sociedades.

Crédito fiscal para infraestructura de carburantes alternativos: Un crédito contra el impuesto a la renta se aplica contra el 40 % del costo total de la instalación de infraestructura de suministro de carburantes alternativos después de enero del 2009. La propiedad cualificada debe estar directamente relacionada al suministro de carburantes alternativos para automoción. El crédito no puede exceder \$100,000 por estación de suministro. Los carburantes alternativos que califican para los créditos incluyen los carburantes líquidos derivados de almidón de grano, semillas oleaginosas, grasas animales u otra clase de biomasa o biogás. Los créditos excedentes pueden aplicarse hasta tres años después de su expedición.

Este crédito se aplica desde 2013, siendo solamente beneficiarias las entidades corporativas responsables del pago del impuesto de sociedades.

Incentivos fiscales para el minorista de carburantes alternativos: el comerciante minorista de carburantes puede recibir un incentivo cuatrimestral por vender y dispensar carburantes renovables incluyendo biodiesel. Este es elegible para un crédito de hasta \$0,065 por cada galón de carburante renovable y hasta \$0,03 por cada galón de biodiesel vendido, si se cumple los umbrales para el porcentaje de biodiesel o carburantes renovables en los carburantes vendidos. Este porcentaje aumenta incrementalmente cada año desde 10 % para carburantes renovables a 2 % para biodiesel en 2009, hasta 25 % para cada tipo de biocarburante en enero de 2024.

Exención fiscal para los equipos para las mezclas de biocarburante: El equipo cualificado usado para almacenar y mezclar diésel fósil con biodiesel, etanol u otros carburantes renovables están exentos de los impuestos a la propiedad. La exención empieza en el momento de la instalación en el terminal, refinería o planta de producción, por un periodo de 10 años desde que el equipo fue instalado.

Exención fiscal para las instalaciones de producción de biocarburantes: Cualquier nueva construcción o expansión de alguna instalación de producción de biocarburantes de biomasa, está exenta de del impuesto estatal a la propiedad para los 10 años siguientes en que la construcción o la expansión ha sido completada. El crédito se aplica a cualquier proceso de transformación de biomasa en energía (biocarburantes) que pueda al menos producir 500,000 galones de etanol de celulosa entre otros. La expansión de una instalación pre-existente debe ser de al menos un 10% de la capacidad de producción de la instalación.

Kentucky

Crédito fiscal a la producción de biodiesel: Los productores o mezcladores calificados de biodiesel son elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta de \$1,00 por galón de biodiesel puro (B100) o diésel renovable (carburante líquido no esterificado) producido o usado en los procesos de mezclas. Esta cantidad no puede exceder el tope de \$10 millones del crédito fiscal al biodiesel. Los créditos no utilizados no pueden acumularse para ser usados en el futuro. Las especificaciones para el biodiesel serán ASTM D6751 y para el diésel renovable ASTM D975 o D396.

Crédito para la producción de etanol: Los productores cualificados de etanol son elegibles para un crédito fiscal de \$1,00 por galón de etanol de maíz o de celulosa que cumplan los estándares ASTM D4806. El crédito total disponible para los productores es de \$5 millones para tipo de biocarburantes en cada año fiscal. Los créditos del etanol de maíz pueden ser aplicados al de celulosa en el mismo año fiscal. Los créditos no utilizados no pueden acumularse para ser usados en el futuro

Incentivos fiscales para la producción de carburantes alternativos: La Autoridad para el Financiamiento y Desarrollo económico de Kentucky (KEDFA) provee incentivos fiscales para la construcción, reacondicionamiento, o el mejoramiento de las instalaciones de producción de carburantes alternativos o de plantas de gasificación, que usen carbón o biomasa como materia prima. Prevé además incentivos fiscales a las instalaciones de producción de carburantes alternativos de alta eficiencia energética (contenido energético superior al de los inputs) que usen carbón o biomasa. Los incentivos consisten en: 1) un reembolso de hasta el 100 % de las impuesto estatal a las ventas, pagado por la compra de propiedad usada para la construcción de las instalaciones; 2) un crédito de hasta el 100% del impuesto estatal a la renta aprobado para la compañía y los pasivos fiscales que el proyecto genere; 3) hasta el 4 % de del salario de los empleados cuyos trabajos hayas sido creados en razón del proyecto, y 4) un crédito del 80 % del impuestos pagado por las materias primas. Los incentivos expiran a los 25 años de iniciado el proyecto. Las compañías cualificadas podrán recobrar hasta el 50 % de la inversión de capital. El capital mínimo exigible es \$25 millones para instalaciones de producción de carburantes alternativos que usen biomasa; \$25 millones para las instalaciones de producción de carburantes de alta eficiencia energética.

Luisiana	<p>Crédito para AFVs y para la infraestructura de suministro de carburantes alternativos: El Estado ofrece un crédito contra el impuesto a la renta del 50 % del costo de construcción de estaciones de servicio de carburantes alternativos y otro 50 % del costo de conversión de un vehículo a AFV. Alternativamente, el contribuyente puede tomar un crédito de hasta el 10 % del costo del motor con un límite de hasta \$3000. Entre los carburantes alternativos destacan los basados en gas natural, y los biocarburantes que cumplan los estándares federales de reducción de emisiones.</p> <p>Crédito fiscal para los trabajos verdes: El Estado ofrece un crédito contra el impuesto a la renta y contra el impuesto de sociedades para los proyectos cualificados de infraestructuras para la producción, entre otras, para la industria de biocarburantes. El crédito fiscal va del 10 % al 25 % del costo de inversión en el proyecto, y con un límite de hasta \$1 millón por proyecto cualificado. Las porción de la inversión del proyecto correspondiente al pago de planillas para los residentes de Luisiana, pueden ser elegibles para un crédito fiscal adicional de 10 % contra la nómina de pagos.</p> <p>Exención fiscal al equipamiento para la producción de biodiesel: Ciertos equipos y propiedad usada para la producción, fabricación o extracción de biodiesel puro (B100 que cumple la especificación ASTM (D6751), se encuentran exentos de los impuestos estatales a las ventas y al uso, hasta el 30 de junio del 2015:</p>
Maine	<p>Crédito a la producción de biocarburantes: Los productores comerciales certificados de biocarburantes son elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta de \$0,05 por galón de gasolina equivalente a la producción de biocarburantes usados en vehículos de automoción. Los biocarburantes incluyen además de etanol, y biodiesel metanol e hidrógeno o cualquier otro obtenido de cultivos agrícolas, residuos productos forestales o coproductos. El Departamento de Protección Ambiental de Maine certifica los biocarburantes elegidos en el año fiscal para el crédito. El crédito se aplica también a la parte proporcional de las mezclas con carburantes fósiles, pero ninguna parte de los créditos no utilizados puede ser prorrogada más allá de hasta de 10 años fiscales.</p> <p>Exención fiscal al biodiesel carburante: Un individuo que produce biodiesel para uso personal o el biodiesel es usado por miembros de su familia del primer grado de consanguinidad, se encuentran exentos del pago del impuesto selectivo.</p>
Maryland	<p>Crédito fiscal para I+D+I en etanol de celulosa: Cualquier individuo o sociedad puede solicitar un crédito contra el impuesto a la renta del 10 % de los gastos en I+D+I cualificados para la tecnología de celulosa. El crédito no puede exceder \$250,000 por año calendario. Si el crédito excede esta cantidad, puede aplicarse a los 15 años fiscales siguientes a su otorgamiento.</p> <p>Incentivo a la producción de biocarburantes: Los productores de biodiesel y etanol calificados, son elegibles para unos incentivos aplicados en razón de cada galón producido, y serán otorgados entre el 31 de diciembre del 2007 y 31 de diciembre del 2017. Para ser elegible, el productor debe recibir una certificación de la Junta de Incentivos a los Carburantes Renovables. En el caso del etanol los créditos se aplican a \$0.20/ galón producido por granos pequeños como trigo, centeno, triticale, avena y cebada mondada entre otros; o \$0,5/ galón en el caso de etanol producido de otros productos agrícolas. Para obtener el crédito La Junta establece un límite de 15 millones de galones se los cuales al menos 10 millones deben provenir de pequeños granos. Los créditos al biodiesel se aplican a \$0.20 /galón de biodiesel obtenido de aceite de soja en instalaciones que hayan ampliado su capacidad para este fin y que operen después de diciembre del 2004; \$0,05/ galón de biodiesel producido de otros inputs agroenergéticos incluyendo aceite de soja producido en instalaciones operativas antes del 31 de diciembre del 2004. Se establece un límite de 5 millones de galones anuales de los cuales al menos 2 millones deben ser de aceite de soja producido en instalaciones que operen después de diciembre del 2004.</p>
Massachusetts	<p>Exención al etanol de celulosa: Desde 2009 hasta 2017, los biocarburantes de celulosa o las mezclas de gasolina con biocarburantes de celulosa son elegibles para una exención fiscal del impuesto a los carburantes de \$0,21 por galón en proporción del contenido de biocarburantes de celulosa. Éste debe ser obtenido de celulosa, hemicelulosa o lignina derivada de biomasa renovable que tenga un balance de reducción de emisiones de GEI en LCA de al menos 60 % en relación al petróleo.</p>
MICHIGAN	<p>Créditos fiscales para I+D+I y fabricación de vehículos y carburantes alternativos: Los contribuyentes calificados poder obtener un crédito no reembolsable para los pasivos fiscales atribuibles al I+D+I o la fabricación de AFVs cualificados y carburantes renovables. Entre los AFV cualificados están los que funcionan con E85. Entre los carburantes renovables el biodiesel en mezclas de al menos el 20 %.</p> <p>Impuestos reducidos para los biocarburantes: Se establece una reducción del \$0,07 centavos por galón de etanol E70 (ASTM D5798) y de \$0,03por galón para el biodiesel B5 (ASTM D6571).</p> <p>Exención al impuesto a la propiedad para el desarrollo de carburantes alternativos: Una exención fiscal puede aplicar a la propiedad industrial que es usada para, entre otros propósitos, actividades de creación o síntesis de biodiesel carburante. Incluye además las actividades para el desarrollo de tecnología de AFVs entre los que están los vehículos de consumo de carburantes alternativos. Para</p>

	<p>cualificar para la exención fiscal las instalaciones industriales deben obtener un certificado de exención a la propiedad por Estado de Michigan.</p> <p>Exención fiscal para los vehículos AFV: Los AFVs se encuentran exentos de los impuestos a la propiedad individual. Para ser elegible los vehículos, no deben haber sido gravados previamente o recibir alguna exención fiscal bajo otra regulación. Además, deben ser producidos con equipo de fabricación original; Cumplir los estándares federales de seguridad para vehículos a motor; cumplir los estándares de emisiones y usar ciertos tipos de carburantes entre los que se encuentran el E85, o mezclas de metanol al 85 %, entre otros requerimientos. Expira el 31 de Diciembre del 2012.</p>
Minnesota	<p>Crédito a la inversión en Etanol de celulosa: Se aplica un crédito fiscal para las inversiones en pequeños negocios cualificados relacionados con el etanol de celulosa. El crédito fiscal es igual al 25 % de la inversión cualificada, con un límite de \$250.000 por año. El crédito es disponible para una inversión de hasta \$1 millón a los largo de la vida del negocio. Los pequeños negocios elegibles deben recibir una certificación estatal and cumplir otros requerimientos del gobierno de Minnesota. Expira en enero 2015.</p>
Montana	<p>Incentivo a la producción de etanol: Los productores de etanol de Montana son elegibles para un incentivo fiscal de \$0,20 por galón de etanol producido solamente de productos agrícolas de Montana o cuando estos no están disponibles de otros lugares. El incentivo se aplica en proporción a los productos agrícolas o madereros de Montana usados en su producción. Se aplica por seis años desde la entrada en funcionamiento de las instalaciones. El etanol elegible para el incentivo, debe ser mezclado con gasolina para su uso como carburante en Montana, exportado desde Montana o usado en la producción de ETBE para gasolina reformulada. Para recibir el incentivo el productor de etanol debe usar al menos 20 % de inputs producidos en Montana durante el primer años de producción, el 25 % de estos productos en el segundo año, incrementándose en 10 % en adelante por cada año de producción.</p> <p>Crédito a las mezclas de biodiesel: Las compañías y los individuos son elegibles para un crédito fiscal de hasta el 15 % del costo de equipo cualificado usado en el almacenaje y mezcla de biodiesel con diésel fósil, puesto en el mercado. El Biodiesel debe ser obtenido completamente de inputs agroenergéticos e insumos producidos en Montana. El crédito no debe exceder \$52,500 para el distribuidor especial y \$7,500 para el propietario u operador de venta carburantes.</p> <p>Crédito a las instalaciones de producción de biodiesel: Las compañías y los individuos son elegibles para un crédito fiscal de hasta 15 % del costo de construir y equipar una instalación para la producción de biodiesel o de biolubricantes. El productor debe reclamar el crédito en el año fiscal en el cual las instalaciones inician su producción, debiendo las instalaciones estar en operación antes del enero del 2015. Adicionalmente, un crédito fiscal está disponible para las instalaciones de trituración de las semillas oleaginosas para la producción de biodiesel.</p> <p>Reembolso del impuesto al biodiesel: El distribuidor con licencia que paga el impuesto especial al biodiesel, puede solicitar un reembolso del \$0,02/ galón de biodiesel vendido durante el cuatrimestre previo en tanto el biodiesel sea producido completamente usando componentes producidos en Montana. Adicionalmente, el propietario o el operador de una estación de servicios puede solicitar un reembolso del \$0,01/galón de biodiesel adquirido de un distribuidor con licencia si el biodiesel esta hecho enteramente con componentes producidos en el Estado.</p> <p>Crédito fiscal para la conversión a AFV: Las compañías o los individuos son elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta de hasta 50 % del costo del equipamiento y costos laborales, para convertir vehículos para que operen con carburantes alternativos, entre los que se encuentra el E85, metanol al 85 %, éter u otros alcoholes. El límite es \$ 500 para la conversión de vehículos de 10.000 libras de GVWR o menos y \$1000 para vehículos con más de 10.000 libras de GVWR. El crédito está disponible solamente durante el año en que la compañía convierte el vehículo.</p> <p>Incentivos fiscales a las propiedades para la producción de carburantes alternativos: Se establecen reducciones a las tasa del impuesto de propiedad para las plantas de producción de biodiesel cualificado, biomasa, biogás y etanol. Estos incentivos están disponibles durante la construcción de la propiedad y para los primeros 15 años después de que haya iniciado sus operaciones o el equipamiento relacionado haya sido adquirido.</p> <p>Exención fiscal al biodiesel: Los productores de biodiesel a partir de aceites vegetales residuales, se encuentran exentos de los impuestos especiales a los carburantes aplicados en el Estado.</p>
Nebraska	<p>Crédito fiscal a la inversión en etanol de celulosa: El inversor calificado puede recibir un crédito de hasta el 40 % de la inversión en pequeños negocios para la mejora, investigación o producción relacionada con el etanol de celulosa. El inversor, individual o asociado, debe emplear al menos 25 individuos, tener sede de sus instalaciones en Nebraska y emplear las mitad de sus empleados en el Estado o tener más de la mitad de las nómina en él. Hasta \$3 millones en créditos fiscales se aplican anualmente, y hasta \$ 1 millón en créditos fiscales están disponibles para las pequeñas empresas individuales calificadas.</p> <p>Crédito fiscal para la producción de biodiesel: Los inversores en la producción de biodiesel en</p>

	<p>instalaciones en Nebraska son elegibles para recibir un crédito fiscal de 30 % de la inversión en las instalaciones entre enero del 2008 y enero del 2015, con un tope de \$250.000. El crédito es solo disponible para instalaciones que producen B100, que conducen todo el proceso de producción en Nebraska y son al menos el 51 % de la propiedad es de individuos o entidades de Nebraska. El Estado puede reclamar el crédito del impuesto si las instalaciones de producción biodiesel no permanecen operativas por más de tres años. El B100 debe cumplir los estándares ASTM D6751.</p> <p>Exención fiscal a carburantes usados para la producción etanol y al biodiesel: Los carburantes de automoción vendidos a las instalaciones de producción de etanol o biodiesel y los carburantes de automoción que son fabricados en o vendidos desde unas instalaciones de etanol o biodiesel, se encuentran exentos de los impuestos aplicados en ciertas leyes fiscales administrada por la División de carburantes de Nebraska del Departamento de Recuperación de Ingresos.</p> <p>Crédito Fiscal a las mezclas de Biodiesel: Se establece un crédito fiscal contra el impuesto de sociedades, para cada galón de biodiesel o mezclas que contengan al menos 2 % de biodiesel (B2), siempre que se pague un impuesto especial a este carburante. Del 1 enero del 2012, hasta 31 de diciembre del 2012.</p> <p>Crédito fiscal para las instalaciones de mezcla de biodiesel: Se establece un crédito fiscal de hasta el 30 % del costo de adquisición o instalación de equipamiento para a producción de mezclas que contengan al menos 2 % de biodiesel. \$50.000 es el límite establecido por instalación y se aplica contra el ingreso bruto o como compensación fiscal. Se debe obtener una certificación de elegibilidad del Departamento de Energía, Minerales Recursos Naturales de Nuevo México.</p> <p>Deducciones al impuesto a la producción de Biocarburantes: El costo asociado a la adquisición de biomasa cualificada para su procesamiento en biocarburantes puede ser deducido en el cómputo de la compensación del pago de impuestos bajo la ley de compensación fiscal e ingresos brutos de Nuevo México. El crédito incluye el etanol, metanol, metanol e hidrógeno entre otros.</p> <p>Exención fiscal a los carburantes alternativos: Los carburantes alternativos distribuidos o usados por el Gobierno federal de EEUU, Gobierno Estatal, Nación India, tribu o pueblos, se encuentran exentos de los impuestos selectivos.</p>
New York	<p>Crédito fiscal a los productores de biocarburantes. Los productores de Nueva York son elegibles para un crédito estatal de \$0,15 por galón de biodiesel o para el etanol producido después de que la instalación haya producido y puesto en el mercado 40.000 galones de biocarburantes al año. El límite del crédito se establece en \$2,5 millones por año fiscal por un periodo máximo de cuatro años. Si el contribuyente esta en asociación o es un accionista de una corporación de Nueva York, el crédito máximo agregado no debe exceder los \$2,5 millones. El crédito expira el 31 de diciembre de 2014.</p> <p>Reducción de tasa fiscal y exención fiscal para carburantes alternativos: Los carburantes alternativos como el E85 que sean usados exclusivamente para operar en motores de vehículos de automoción están exentos de los impuestos a las ventas y usos del Estado de NY. Adicionalmente, las ciudades y condados pueden reducir los impuestos a las ventas y usos para las mezclas de biodiesel al 20 % B (20), hasta el 80 % de las tasa aplicadas al diésel carburante. Los incentivos tendrán efecto hasta el 1 de setiembre del 2014.</p>
North Carolina	<p>Crédito fiscal para las instalaciones de producción de carburantes renovables: El contribuyente que construye y pone en servicio tres o más instalaciones comerciales para el procesamiento de biodiesel, etanol, o mezclas E70 con gasolina, y que invierte al menos \$400 millones en total en las instalaciones es elegible para un crédito igual al 35 % del costo de la construcción y equipamiento de las instalaciones. Para reclamar el crédito, el contribuyente debe una confirmación escrita por parte del Departamento de Comercio de North Carolina, donde el contribuyente se compromete a invertir al menos \$400 millones en tres o más instalaciones en u periodo de cinco años. El crédito aplica a las instalaciones calificadas puestas en servicio antes de enero del 2013.</p> <p>Crédito al impuesto a la propiedad para las energías renovables: Los contribuyentes que construyen, adquieren o arrienden alguna propiedad relacionada con energía renovable son elegibles para un crédito fiscal igual al 35 % del costo de la propiedad. La propiedad incluye equipamiento que usa biomasa renovable para producir etanol, metanol, biodiesel, o metano usando residuos agrícolas o animales, o basura; así como dispositivos para la conversión, acondicionamiento y almacenaje de carburantes líquidos entre otros. La máxima cantidad de crédito es de \$2,5 millones por instalación y aplica a las propiedades de energía renovable puestas en servicio para fines diferentes al residencial. La propiedad debe ser puesta en servicio antes del 1 enero del 2016.</p> <p>Exención fiscal a los carburantes alternativos: La venta minorista, almacenaje, y consumo de carburantes alternativos está exenta de los impuestos a las ventas minoristas y al consumo.</p> <p>Exención fiscal al biodiesel: Los productores individuales que producen biodiesel para consumo en sus propios vehículos particulares se encuentran exentos del impuesto selectivo Estatal a los carburantes de automoción.</p>
North Dakota	<p>Crédito fiscal a las mezclas de biodiesel: El proveedor que mezcla biodiesel o diésel verde (Green</p>

	<p>Diésel) con diésel fósil puede solicitar un crédito contra el impuesto a la renta de \$0,05 por galón para el carburante que contenga al menos 5 % de biodiesel o Green diésel. El biodiesel o diésel verde deben cumplir las especificaciones técnicas ASTM, el crédito no debe exceder el pasivo fiscal del contribuyente para el año fiscal, pero puede aplicarse la cantidad del crédito excedente hasta los 5 años fiscales siguientes.</p> <p>Crédito fiscal para las ventas de equipamiento de biodiesel: Los minoristas cualificados pueden ser elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta de 10 % de los costos directos incurridos para adaptar o aumentar los equipos de las instalaciones que puedan producir al menos 2 % de biodiesel o diésel verde que cumplan los estándares ASTM.. Los costos directos elegibles deben haberse dado después del 31 de diciembre del 2004. El minorista puede solamente solicitar el crédito durante 5 años con un límite total de \$50.000 durante todos los años fiscales.</p> <p>Crédito fiscal para los equipos de producción y mezclas de biodiesel: Los Productores o mezcladores cualificados pueden ser elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta del 10 % de los costos directos incurridos o adicionados para el equipamiento de instalaciones o para la construcción de alguna nueva que tengan el fin de producir o mezclar biodiesel o Green diésel al 2 %, que cumplan los estándares ASTM. Los costos directos elegibles deben haberse producido después del 31 de diciembre del 2002 y tienen un límite de \$250.000 para un periodo de 5 años fiscales.</p> <p>Crédito fiscal para los sueldos y salarios de la producción de carburantes basados en la agricultura: Los nuevos productores de etanol y biodiesel, diésel verde o biogás pueden ser elegibles para un crédito contra el impuesto a la renta igual al porcentaje de sueldos y salarios pagados cada año. Las sociedades cualificadas pueden solicitar un crédito al impuesto de sociedades de 1 % de los sueldos y salarios pagados durante cada año fiscal de operación de las instalaciones, y de 0,5 % de los sueldos y salarios pagados durante el cuarto y quinto año fiscal de operación. Solo son elegibles las corporaciones que por primera vez hagan negocios en North Dakota.</p>
Ohio	<p>Créditos fiscales a la inversión a la producción en etanol: Los contribuyentes que invierten en una planta de producción certificada de etanol pueden recibir un crédito aplicado contra el impuesto a las franquicias de las sociedades y contra el impuesto a la renta. El crédito es igual al 50 % de la inversión, hasta un límite de \$5000 por contribuyente y planta certificada. Los créditos contra el impuesto a las franquicias de las sociedades, se aplica desde 2013 y el crédito contra el impuesto a la renta desde 2012. El etanol deber cumplir las especificaciones ASTM D4806-88.</p>
Oklahoma	<p>Crédito a la producción de biodiesel: Para los años fiscales que se inician antes de enero del 2013, las instalaciones de producción de biodiesel pueden calificar para un crédito fiscal de \$0,20 por galón de biodiesel producido, durante 60 meses. Los productores también son elegibles para una expansión del crédito de \$0,20 por galón de biodiesel producido en exceso en relación con la capacidad original, que resulte de la expansión de las instalaciones antes del 31 de diciembre del 2008. El crédito tiene un tope de 25 millones de galones de biodiesel por año por instalación. Desde el 1 de enero del 2013 las nuevas o las instalaciones expandidas pueden recibir un crédito de \$0,75 por galón de biodiesel por 36 meses consecutivos para la nueva producción. El crédito tiene un tope de 10 millones de galones de biodiesel por año por instalación.</p> <p>Crédito fiscal para el comerciante minorista de etano carburante: Los comerciantes minoristas que vendan mezclas E15 son elegibles para un crédito contra el impuesto a los carburantes de \$0.016 por galón de etanol mezclado con gasolina y vendido en Oklahoma, siempre que el comerciante minorista otorgue una reducción equivalente al comprador del etanol carburante.</p> <p>Exención fiscal para los biocarburantes: un productor individual que produce biodiesel u otros biocarburantes de materias primas cultivadas en su propia propiedad y usa ese biocarburantes en sus propios vehículos, se encuentra exento del impuesto selectivo estatal a los carburantes.</p>
Oregón	<p>Crédito fiscal al uso de biocarburantes: Los residentes de Oregón son elegibles para un crédito fiscal contra el impuesto a la renta de \$0,50 por galón de E85 o biodiesel al 99 % (B99) adquirida para su uso en vehículos AFVs registrados en Oregón y de propiedad de un residente. Se aplica hasta Junio del 2013.</p> <p>Crédito fiscal para infraestructura de suministro de carburantes alternativos: Los residentes cualificados bajo el programa de Créditos fiscales Residenciales a la Energía, pueden recibir un crédito fiscal de 25 % de los costos del proyecto, hasta \$750. Califica para el crédito como carburante alternativo el E85. El crédito está disponible hasta el 31 de diciembre de 2017.</p> <p>Crédito fiscal para negocios de infraestructura de carburantes alternativos: Desde el 1 de enero del 2011 los propietarios de los negocios y otros pueden ser elegibles para un crédito fiscal del 35 % de los cotos elegibles para los proyectos calificados de carburantes alternativos. Entre las infraestructuras se incluyen las instalaciones para la mezcla, almacenaje, compresión y suministro de carburantes para vehículos operados entre otros con etanol. Los créditos no utilizados pueden ser prorrogados hasta por 5 años. El crédito está disponible hasta el 31 de diciembre de 2018.</p> <p>Exención fiscal a la producción de biocarburantes. La propiedad usada para la producción de biocarburantes puede ser elegible para una exención al impuesto a la propiedad siempre que se</p>

	localice en una designada como Zona de Desarrollo de Energías Renovables, por el Departamento de Negocios y Desarrollo de Oregón.
Pennsylvania	Créditos Fiscales para la producción de carburantes alternativos: El programa de créditos fiscales para la producción de carburantes alternativos provee un crédito del 15 % y de hasta \$1 millón por contribuyente, sobre los costos netos de los proyectos relacionados a la producción de carburantes alternativos y para la I+D+I e tecnología para el suministro de carburantes alternativos. El aspirante elegible debe desarrollar o construir un proyectos de energía alternativa que esté localizado en Pensilvania, con u mínimo de vida útil de 4 años. El programa se cerró en octubre del 2011 pero será reabierto en el futuro.
Rhode Island	Exenciones fiscales al biodiesel: El biodiesel se encuentra exento de \$0,30 por galón en relación al impuesto estatal a los carburantes. El biodiesel puede ser mezclado con otros carburantes para su uso en los vehículos de automoción, pero solo la porción de biodiesel puede quedar exenta. El biodiesel debe cumplir el estándar ASTM D6751.
South Carolina	Crédito fiscal a la producción de biocarburantes: El contribuyente que construya y ponga en servicio unas instalaciones para la producción de biocarburantes, es elegible para un crédito fiscal de hasta el 25 % del costo de construcción o renovación de los equipos o el edificio de las instalaciones. La producción incluye el proceso de molienda, aplastamiento y manejo de materia prima, así como el proceso de destilación del producto final (biodiesel o etanol entre otros carburantes no fósiles), que deberá ser usado en vehículos de automoción.
South Dakota	Crédito fiscal a las mezclas de biodiesel: Los productores de biodiesel calificados y con licencia son elegibles para un crédito fiscal para los carburantes especiales. El crédito es otorgado por cada galón que exceda la tasa de la mezcla. El propósito del crédito es compensar cualquier pasivo fiscal resultante de las mezclas no fiscalizadas previamente. Incentivo a la producción de etanol y biobutanol: Los productores cualificados y con licencia son elegibles para un incentivo de \$0,20 por galón. Para obtener el incentivo los biocarburantes deben ser destilados y producidos en South Dakota. El etanol debe ser desnaturalizado y mezclado con gasolina para crear mezclas y debe venir siendo producido antes del 31 diciembre del 2006. Los pagos anuales no deben exceder \$4 millones de 2012 a 2016 y \$7 millones cada día en adelante. Reembolso del impuesto para el metanol usado en la producción de biodiesel: Los productores con licencia de biodiesel pueden aplicar y obtener un reembolso del impuesto de los impuestos estatales pagados por el metanol que es usado para la producción de biodiesel.
Texas	Exención fiscal a las mezclas de biocarburantes con diésel carburante: La porción de biodiesel o de etanol en las mezclas carburantes que contengan diésel, se encuentran exentas del impuesto al diésel carburante. Las mezclas de biodiesel o etanol deben estar identificadas en las en las estaciones de servicio al por menor, almacenadas en tanque, con factura de venta con el fin de ser elegible para la exención.
Vermont	Crédito fiscal para el I+D+I en carburantes alternativos y vehículos avanzados: Los negocios de Vermont que cualifiquen como negocios de alta tecnología que entre otros, incluya el desarrollo de AFVs y de fuentes para carburantes diferentes de las fuentes fósiles son elegibles para hasta tres de los siguientes créditos: Crédito fiscal contra el impuesto a la renta por el pago de la nómina de los trabajadores; Crédito fiscal contra el impuesto a la renta para la I+D+I cualificada; crédito contra el impuesto a las exportaciones; crédito fiscal para la inversión en el pequeño negocio y el crédito fiscal para el crecimiento en alta tecnología.
Virginia	Crédito fiscal para la producción de biodiesel: Los productores de biodiesel cualificado y el diésel verde son elegibles para un crédito fiscal de \$0,01 por galón de biodiesel o diésel verde producido. Este crédito está disponible para los productores que generan hasta 2 millones de galones de biodiesel o diésel verde carburante por año. El crédito anual no puede exceder \$ 5000, y los productores solo son elegibles para el crédito para los primeros tres años de producción. Crédito fiscal para la creación de trabajos relacionados con carburantes alterativos: Los negocios de AFVs y componentes, fabricación de equipamiento para suministro de carburantes alternativos, conversiones de AFVs, y producción de biocarburantes avanzados, son elegibles para un crédito fiscal para la creación de empleo de hasta \$700 para los empleos a tiempo completo. El crédito se otorga en el año fiscal en el cual el trabajo es creado y para cada uno de los años subsiguientes en el cual el trabajo continúe. Los AFVs pueden operar entre otras fuentes de energía con biocarburantes avanzados. El crédito es efectivo por los años fiscales hasta 2014. Crédito fiscal para los trabajos verdes: Los empleadores cualificados son elegibles para un crédito fiscal de \$500 por cada nuevo trabajo verde que ofrece un salario de al menos \$50,000 y hasta 350 trabajos por empleador. El crédito es otorgado por los primeros 5 años que el trabajo es continuamente realizado. El trabajo debe estar relacionado con la industria de relacionada con las energías renovables alternativas, incluyendo entre otras los biocarburantes. El crédito expira el enero del 2015.
	Las exenciones fiscales a los equipos de producción de etanol: Los condados , pueblos , o ciudades

	<p>pueden exentar, exentar parcialmente, o establecer una menor tasa del impuesto, para el equipo cualificado usados por los agricultores o cooperativas agrícolas para la producción de etanol, probando que las materias primas para la producción de etanol consisten principalmente en productos agrícolas.</p>
Washington	<p>Exención fiscal a la distribución de biocarburantes: Los vehículos de distribución, la maquinaria, el equipo y los servicios relacionados que son usados para la venta minorista o distribución de mezclas de biodiesel (B20) o mayores o E85 carburantes, están exentos de los impuestos estatales a las ventas minoristas y al consumo.</p> <p>Deducciones fiscales a los biocarburantes: Se aplica una deducción fiscal al impuesto a los negocios y a la ocupación. Para la venta o distribución de biodiesel o E85 carburantes. La deducción está disponible hasta el 1 de julio del 2015.</p> <p>Exención fiscal a la producción de biocarburantes: Los edificios, el equipo y la tierra agrícola usada en la fabricación de alcohol, biodiesel, o materias primas para la producción de biodiesel, están, entre otros, exentos de los impuestos selectivos al arrendamiento y a la propiedad por un periodo de seis años desde que las instalaciones están operativas. El incentivo expira después del 31 de diciembre del 2015.</p> <p>Exención fiscal para las materias primas para producir biodiesel: El aceite residual vegetal, el aceite de cocina reciclado o usado para el procesamiento comercial de alimentos, así como el aceite producido para la producción de biodiesel para el consumo personal, se encuentra exento del impuesto estatal a las ventas y al consumo.</p>
Wisconsin	<p>Crédito fiscal para la infraestructura de carburantes renovables: El Estado de Wisconsin otorga un crédito fiscal del 25 % del conto de instalación o de adaptación de las estaciones de suministro de mezclas E85 o B20 o aquellas que al separar el almacenaje de los biocarburantes permite al usuario elegir la cantidad del carburante renovable que necesita. El límite del crédito se establece en \$5000 para cada año fiscal, desde que las estaciones de servicio han sido instaladas o adaptadas, y deberá ser reclamado dentro de los cuatro años de la declaración de impuestos hasta el año 1917 en que expira el crédito.</p> <p>Exención Fiscal para el productor de carburantes renovables: Los 1000 primeros galones de carburantes renovables de la producción individual de cada año, se encuentran exentos del impuesto selectivo a los carburantes de automoción, el pago de los costos de inspección y de los requerimientos de inspección para el petróleo no requeridos por las leyes federales. Estas exenciones solo aplican si el carburante es usado en el consumo personal y no para ser comercializado.</p> <p>Reembolso del impuesto estatal a los carburantes para los taxistas: La persona que utilice carburantes renovables para operar un taxi usado para el transporte de pasajeros, puede ser reembolsada del pago de la cantidad correspondiente del impuesto a los carburantes del Estado de Wisconsin. El reembolso debe ser efectivo en el año en el que el carburante es adquirido y por un volumen mínimo de 100 galones de carburantes alternativos.</p>

Fuente: Recopilación propia partir de diferentes leyes estatales a través del *US Department of Energy (2012), Alternative Fuels Data Center.*

Anexo III– 2: Tabla: Instrumentos económicos en la forma de ayudas Estatales

Estados	Ayudas
Alabama	Subvenciones al almacenamiento de biodiesel
Arizona	Subvenciones a la infraestructura de Biocarburantes
Arkansas	<p>Subvenciones y descuentos a los productores de carburantes alternativos, procesadores de materia prima y distribuidores.</p> <p>Préstamos para pequeños negocios relacionados con el control y prevención de la contaminación y el cumplimiento de las medidas de protección ambiental estatales y federales.</p>
California	<p>Subvenciones a la capacitación para el empleo en negocios en tecnologías limpias (vehículos avanzados) o energías renovables (Etanol C; Biodiesel, Biomasa)</p> <p>Incentivos financieros a los carburantes renovables y vehículos AFVs. Programa de Carburantes Alternativos y Renovables y de tecnología vehicular.</p> <p>Financiamiento de infraestructura de abastecimiento de carburantes renovables y de vehículos AFVs</p> <p>Financiación para I+D+I avanzada en carburantes alternativos al diésel</p> <p>Financiamiento para la reducción de emisiones en buses escolares, mediante renovación o reemplazo de equipo, siendo posible el uso carburantes alternativos que cumplan estándares específicos</p> <p>Financiamiento para la inversión de los empleadores en reducción de emisiones-vehículos AFVs</p>

	<p>Incentivos a la adquisición de vehículos medianos y ligeros que reduzcan emisiones mediante el uso de, entre otros carburantes alternativos</p> <p>Incentivos financieros para la producción, I+D+I, capacitación y educación en carburantes alternativos y renovables, así como para el I+D+I', fabricación, capacitación y educación y en vehículos AFVs. Programa ARFVT</p> <p>Descuentos en el precio de compra de biocarburantes aplicados por galón de biocarburante</p> <p>Descuentos del 10 % para los seguros de mayor cobertura de riesgos para vehículos AFVs, para el cual el vehículo debe ser diseñado para el uso exclusivo de carburantes alternativos.</p>
Colorado	<p>Subvenciones para Investigación en nuevas rutas tecnológicas para los biocarburantes</p> <p>Subvenciones a la infraestructura para mezclas de nivel medio de etanol</p>
Connecticut	<p>Subvenciones para la producción y la distribución de Biodiesel</p> <p>Subvenciones a los carburantes alternativos</p> <p>Subvenciones a la Investigación en biodiesel.</p>
Florida	<p>Subvenciones a las energías renovables y la bioenergía</p> <p>Los gobiernos de los Condados son elegibles para recibir créditos para la reducción de residuos por la utilización de recortes de jardín, residuos limpios de madera o de papel como materias primas para la producción de etanol y otros carburantes de combustión limpia.</p>
Georgia	<p>Asistencia a las compañías con instalaciones de producción de carburantes alternativos a través de la red de representantes de la industria de biomasa y energía y los gobiernos estatales y locales.</p>
Illinois	<p>Subvenciones a la infraestructura de abastecimiento de E85</p> <p>Subvenciones a la construcción o expansión de instalaciones para la producción de biocarburantes</p> <p>Devoluciones del 80% del costo incremental de la adquisición de vehículos de consumo alternativo AFV y otros vehículos alternativos, así como para el costo incremental de la adquisición de E85, B20 y otros carburantes alternativos.</p> <p>Reembolso para la readaptación de buses escolares hacia motores que consuman carburantes alternativos</p> <p>Descuentos para el uso de E85 y B20 o (mayores mezclas), reembolsos para la adquisición de vehículos de consumo de carburantes alternativos AFVs, así como para la conversión a vehículos AFVs.</p>
Indiana	<p>Incentivos de pagos al uso de E85 para cada vehículo AFV de las corporaciones municipales y distritos fiscales.</p> <p>Precios preferenciales para el consumo de biodiesel (al menos B20) por entidades públicas.</p>
Iowa	<p>Asistencia financiera para infraestructura en biocarburantes- Programa para la Infraestructura en Carburantes Renovables</p> <p>Subvenciones a los individuos que adquieran Vehículos AFVs , (E85 y Biodiesel entre otros)</p> <p>Préstamos de bajos intereses para negocios relacionados con la producción de carburantes alternativos</p>
Kansas	<p>Financiamiento para cubrir los costos de construcción o expansión de instalaciones de producción de etanol carburante de celulosa</p> <p>Incentivo a la producción de biodiesel de \$0,30 por galón de biodiesel vendido.</p> <p>Incentivo a la producción de etanol (primera generación y de celulosa) de \$0,035 por galón vendido ciertas cantidades de etanol a los mezcladores y refinadores de gasolina.</p>
Kentucky	<p>Subvenciones e inversiones para I+D+I y la promoción de carburantes alternativos- Programa-KNEV</p> <p>Subvenciones a la adquisición y educación de biodiesel en escuelas-Programa-BSP</p> <p>Promoción de la investigación, educación y asociación para el uso de vehículos AFVs y el desarrollo de la infraestructura de carburantes alternativos.</p>
Luisiana	<p>Subvenciones a adquisición de bombas de suministro de etanol (varias mezclas) y a la I+D+I en infraestructura.</p> <p>Préstamos a las entidades públicas como gobiernos y subdivisiones de gobiernos locales, parroquias y escuelas para cubrir el costo de conversión de los vehículos para operar con carburantes alternativos o el costo incrementas de adquirir vehículos AFVs.</p>
Michigan	<p>Subvenciones a la infraestructura de mezclas de etanol (entre E15 y E85)</p>
Minnesota	<p>Subvenciones a la producción de Etanol de Celulosa</p> <p>Subvenciones a la infraestructura de suministro de E85</p> <p>Programa de préstamos para pequeños negocios que financien para proyectos medioambientales como mejoras de equipamiento para cumplir estándares medioambientales. Programa SBEIAPUL</p>

Mississippi	Incentivos en la forma de pagos para la producción de biocarburantes
Missouri	Incentivos en la forma de créditos (EPAct-1992) para cubrir el costo incremental de adquirir B20 o más para las flotas estatales. Incentivos económicos para la producción de etanol, establecidos en \$ 0,20 por galón, por los primeros 12,5 millones de galones y \$0,05 por los siguientes 12,5 millones de galones de etanol producido con productos agrícolas de Missouri o biomasa cualificada.
Nebraska	Préstamos para la adquisición y conversión a vehículos AFVs y para infraestructura de abastecimiento de carburantes alternativos.
New Mexico	Subvenciones para la infraestructura de suministro de carburantes alternativos y vehículos AFVs.
New York	Financiamiento de la estructura de suministro de biocarburantes Financiamiento de infraestructura y de buses de consumo de carburantes alternativos. Financiamiento del desarrollo de productos que incrementen el uso de carburantes alternativos Asistencia técnica, de políticas y sobre información de programas para vehículos de consumo de carburantes alternativos AFVs. Asistencia técnica para organizaciones públicas, privadas y sin fines de lucro sobre los costos y la factibilidad de introducir AFVs e infraestructuras de abastecimiento de carburantes renovables en sus operaciones.
North Carolina	Subvenciones al desarrollo de la industria de biocarburantes-Programa-NCGF Subvenciones y contratos para la investigación en el desarrollo y la comercialización de biocarburantes Subvenciones para la adquisición de equipo de conversión a vehículos AFVs Ayudas para adquisición de vehículos AFVs e infraestructura de suministro. Programa-CFAT Subvenciones para carburantes alternativos (B20,B100 y E85), desarrollo de infraestructura y AFVs Préstamos para adquisición de vehículos AFVs
North Dakota	Subvenciones a la infraestructura de biocarburantes. Programa-BPP Incentivos en forma de pagos para el incremento de la producción de etanol Establece ayudas para la I+D+I en biocarburantes avanzados. Préstamos para instalaciones de producción de biocarburantes y de actividades relacionadas Garantías de préstamos para la producción de carburantes derivados de biomasa agrícola. Ayudas al financiamiento de I+D+I para biocarburantes avanzados.
Ohio	Subvenciones a los carburantes alternativos y su infraestructura de suministro (E85,B20) Programa de préstamos para la adquisición de vehículos AFVs.
Oklahoma	Préstamos para la infraestructura de abastecimiento de carburantes renovables y para la el costo incremental de conversión de vehículos a AFVs. Préstamos para la conversión de flotas privadas para operar con carburantes alternativos, AFVs.
Oregón	Préstamos para proyectos en producción, producción de materias primas infraestructura de abastecimiento y flotas vehiculares relacionados con el uso de carburantes alternativos Financiamiento préstamos y programas de ayuda para la reducción de emisiones de los carburantes diésel usados en camiones comerciales y tráileres.
Pennsylvania	Subvenciones a los pequeños negocios de carburantes alternativos. Programa SBAGP Financiamiento para I+D+I en vehículos AFVs Subvenciones para el desarrollo e implementación de proyectos e investigación en carburantes alternativos. Programa PEDA Subvenciones a los proyectos en carburantes alternativos. Programa PEHG Préstamos de hasta el 75 % de los costos elegibles para proyectos de negocios que reduzcan la contaminación ambiental.
South Dakota	Financiamiento para compensar el costo de instalación de bombas de mezcla de etanol en la red de estaciones de abastecimiento de carburantes alternativos a los largo del estado.
Tennessee	Subvenciones para la infraestructura en suministro de biocarburantes (E85, B2). Programa BGICGP Subvenciones para el desarrollo en infraestructura de carburantes alternativos. Programa FTIDP Se establecen pagos a los productores de biodiesel que vendan su producción a los distribuidores de Tennessee. Cada productor puede recibir incentivos por un límite de hasta 10 millones de galones producidos anualmente.

Texas	Subvenciones para los proyectos de infraestructura de suministro de carburantes alternativos. Programa AFFP
	Subvenciones para la infraestructura de carburantes alternativos y vehículos limpios. Programa ERIGP
	Subvenciones para las flotas limpias (AFVs y otros). Programa TCFP.
Utah	Préstamos y subvenciones para la infraestructura de abastecimiento de carburantes renovables y para el costo incremental de adquirir equipo para la conversión de vehículos en AFVs.
Virginia	Subvenciones a la producción de biocarburantes avanzados (celulosa , hemicelulosa, lignina de biomasa renovable o algas)
	Subvenciones y préstamos para ayudar a los programas de vehículos AFVs .
	Préstamos para la infraestructura de suministro y para convertir autobuses en vehículos AFVs
	Exención del pago de registro y tasas para los individuos que transportan grasas residuales de cocina para la obtención de biocarburantes.
Washington	Préstamos y subvenciones para carburantes alternativos, biocarburantes, biocarburantes de celulosa y coproductos.
	Subvenciones y préstamos para la producción de bioenergía-biocarburantes y otros. Programa EFP
	Se ofrecen descuentos para las flotas de clientes calificados para compras mensuales de más de 500 galones de mezclas de biodiesel y etanol E85 en la red de estaciones de abastecimiento Propel.
	Programa de asistencia, información y guía para la compra de vehículos verdes, el cambio hacia carburantes más limpios o mejoras de eficiencia energética mediante la compra de una membresía que da lugar a una certificación.
West Virginia	Se establece un 10 % del coste de mantenimiento, operación por del uso de carburantes alternativos en las flotas escolares de autobuses.
Wisconsin	Incentivos financieros para el uso de biodiesel en buses de los distritos escolares.

Fuente: Diversas Leyes Estaduales a través de: *US Department Of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, Alternatives Fuels Data Center.*

Anexos Capítulo IV

AnexoIV-1: Legislación UE

1968	Commission of the European Communities (CEC). 1968. First Guidelines for a Community Energy Policy. Memorandum presented by the Commission to the Council. Bulletin of the European Communities, Supplement to No. 12- 1968. COM (68) 1040 final.
1968	Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and /or petroleum products (68/414/EEC).
1972	Council Regulation (EEC) Nº 1056/72 of 18 May 1972 on notifying the Commission of investment projects of interest to the Community in the Petroleum, natural gas and electricity sectors.
1974	Resolución del Consejo de las comunidades Europeas del 17 de septiembre de 1974 concerniente a la nueva estrategia para la política energética de la Comunidad Europea (1975) OJ C 153.
1980	Council Resolution of 9 June 1980 concerning new lines of action by the Community in the field of energy saving. Official Journal C 149, 18/06/1980
1985	Council resolution of 15 January 1985 on the improvement of energy saving programs in the Member States, Official Journal C 020 , 22/01/1985.
1985	Council Directive 85/536/EEC "On crude –oil savings through the use of substitute fuel components in petrol".

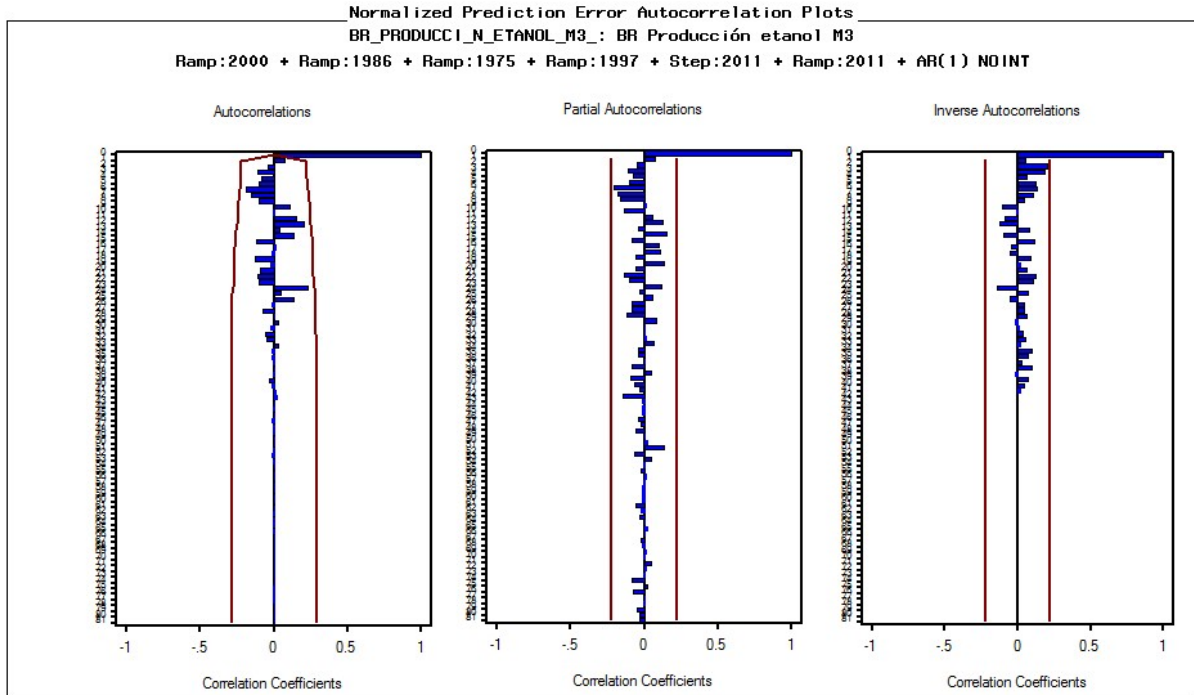
	1985.
1992	Directiva 92/12/CEE del Consejo de 25 de febrero de 1992, relativa al régimen general, tenencia, circulación y controles de los productos objeto de impuestos especiales.
1992	Directiva para la armonización de las estructuras en los impuestos selectivos a los hidrocarburos (92/81/CEE)
1992	Directiva para la aproximación de las tasas impositivas aplicadas a los hidrocarburos (92/82/CEE)
1996	Resolución del Consejo del 8 de Julio de 1996 sobre el "Libro blanco "Una política energética para La Unión Europea 96/C 224/01.
1998	Directiva del Consejo, 98/93/CE por la que se modifica la directiva 68/414/CEE. (1998), OJL358/102.
1998	Directiva 98/70/CE, de 13 de octubre de 1998 relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE del Consejo
1998	Council Decision 99/21/EC, EURATOM of 14 December 1998 adopting a multiannual framework programme for actions in the energy sector (1998-2002) and connected measures.
2003	Decisión 1230/2003/EC del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo del 26 de Junio del 2003 para adoptar un programa multianual de acción en el campo de la energía: "Energía Inteligente-Europa"
2003	Directive 2003/30/EEC 08/05/2003 of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport.
2003	Directiva del Consejo (2003) Por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, Directiva 2003/96/CE.
2003	Reglamento (CE) Nº 1782/2003 del Consejo, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CEE) nº 2019/93; (CE) nº 1452/2001; (CE) nº 1454/2001, (CE) nº 1868/94, (CE) nº 1251/1999, (CE) nº 1254/1999, (CE) nº 1673/2000, (CEE) nº 2358/71 y (CE) nº 2529/2001.
2003	Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.
2004	Reglamento (CE) Nº 197 3/2004 de la Comisión, por el que se establecen las disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) nº 178 2/2003 del Consejo en lo que respecta a los regímenes de ayuda previstos en los títulos IV y IV bis de dicho Reglamento y a la utilización de las tierras retiradas de la producción con vistas a la obtención de materias primas.
2004	Reglamento (CE) nº 796/2004 de la Comisión de 21 de abril de 2004, última consolidación a enero de 2009, por el que se establecen disposiciones para la aplicación de la condicionalidad, la modulación y el sistema de gestión y control previstos en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores, y Reglamento (CE) nº 795/2004 de la Comisión de 21 de abril de 2004, última consolidación a diciembre de 2008, que establece disposiciones de aplicación del régimen de pago único previsto en el Reglamento (CE) nº 1782/2003 del Consejo por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores.
2006	Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC
2007	Commission Decision 2007/589/EC establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council.
2008	Comisión Europea, "Directrices Comunitarias sobre las ayudas estatales en favor del medioambiente".

	2008/C82/25.
2009	Directive 2009/28/EC of The European Parliament and the Council: On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC
2009	European Parliament and Council of the European Union (2009): "Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emissions allowance trading scheme of the Community"
2009	Decisión Nº 406/2009 del parlamento Europeo y del Consejo: Sobre el esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la comunidad hasta 2020.
2009	Reglamento (CE) no 72/2009 del Consejo, de 19 de enero de 2009, por el que se adapta la política agrícola común mediante la modificación de los Reglamentos (CE) no 247/2006, (CE) no 320/2006, (CE) no 1405/2006, (CE) no 1234/2007, (CE) no 3/2008 y (CE) no 479/2008 y la derogación de los Reglamentos (CEE) no 1883/78, (CEE) no 1254/89, (CEE) no 2247/89, (CEE) no 2055/93, (CE) no 1868/94, (CE) no 2596/97, (CE) no 1182/2005 y (CE) no 315/2007 y Reglamento (CE) no 73/2009 del Consejo, de 19 de enero de 2009, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa a los agricultores en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no 1290/2005, (CE) no 247/2006, (CE) no 378/2007 y se deroga el Reglamento (CE) no 1782/2003.
2009	Regulación del Consejo Europeo (EC) No 73/2009, por el que se establecen disposiciones comunes aplicables a los regímenes de ayuda directa a los agricultores en el marco de la política agrícola común y se instauran determinados regímenes de ayuda a los agricultores y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no 1290/2005, (CE) no 247/2006, (CE) no 378/2007 y se deroga el Reglamento (CE) no 1782/2003.
2013	REGULATION (EU) No 1305/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 December 2013 on support for rural development by the European Agricultural Fund for Rural Development (EAFRD) and repealing Council Regulation (EC) No 1698/2005
2013	REGULATION (EU) No 1306/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 December 2013 on the financing, management and monitoring of the common agricultural policy and repealing Council Regulations (EEC) No 352/78, (EC) No 165/94, (EC) No 2799/98, (EC) No 814/2000, (EC) No 1290/2005 and (EC) No 485/2008.
2013	REGULATION (EU) No 1307/ of the European Parliament and of the Council of 17 December 2013 establishing rules for direct payments to farmers under support schemes within the framework of the common agricultural policy and repealing Council Regulation (EC) No 637/2008 and Council Regulation (EC) No 73/2009.
2013	REGULATION (EU) No 1310/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 December 2013 laying down certain transitional provisions on support for rural development by the European Agricultural Fund for Rural Development (EAFRD), amending Regulation (EU) No 1305/2013 of the European Parliament and of the Council as regards resources and their distribution in respect of the year 2014 and amending Council Regulation (EC) No 73/2009 and Regulations (EU) No 1307/2013, (EU) No 1306/2013 and (EU) No 1308/2013 of the European Parliament and of the Council as regards their application in the year 2014

Anexos Capítulo V

Anexo V-1: Resultados del análisis de Intervención del mercado de biocarburantes en Brasil mediante el uso del software estadístico SAS/ETS.

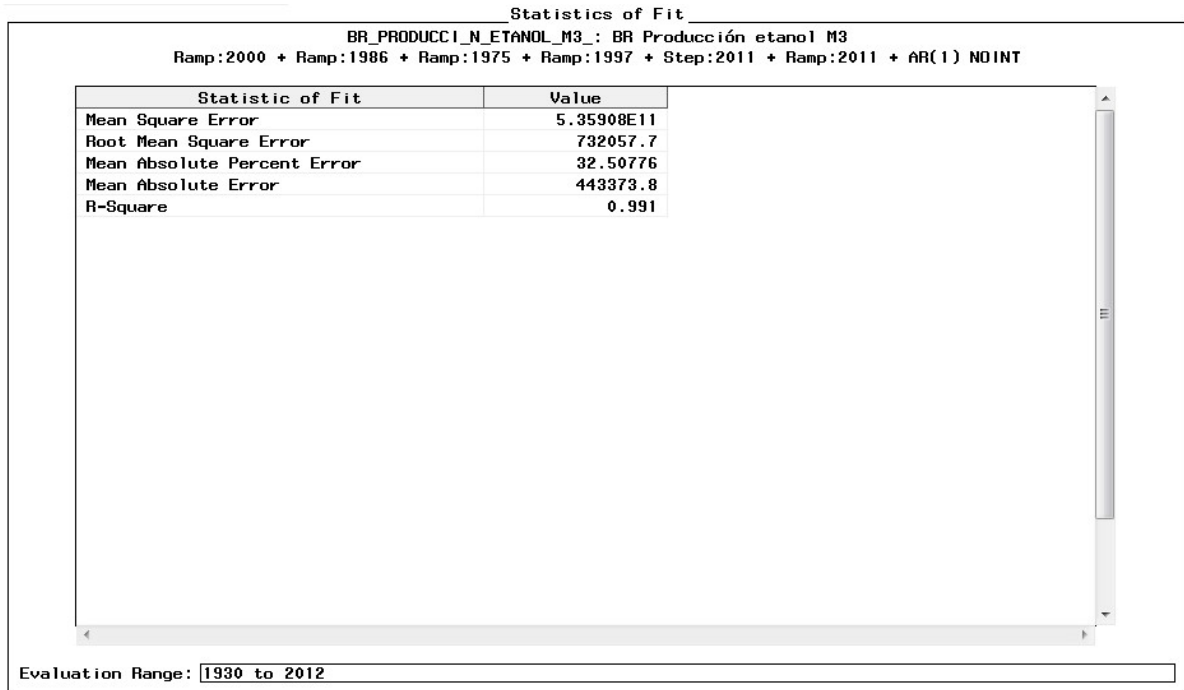
-Ajuste de la serie temporal de producción de etanol en Brasil



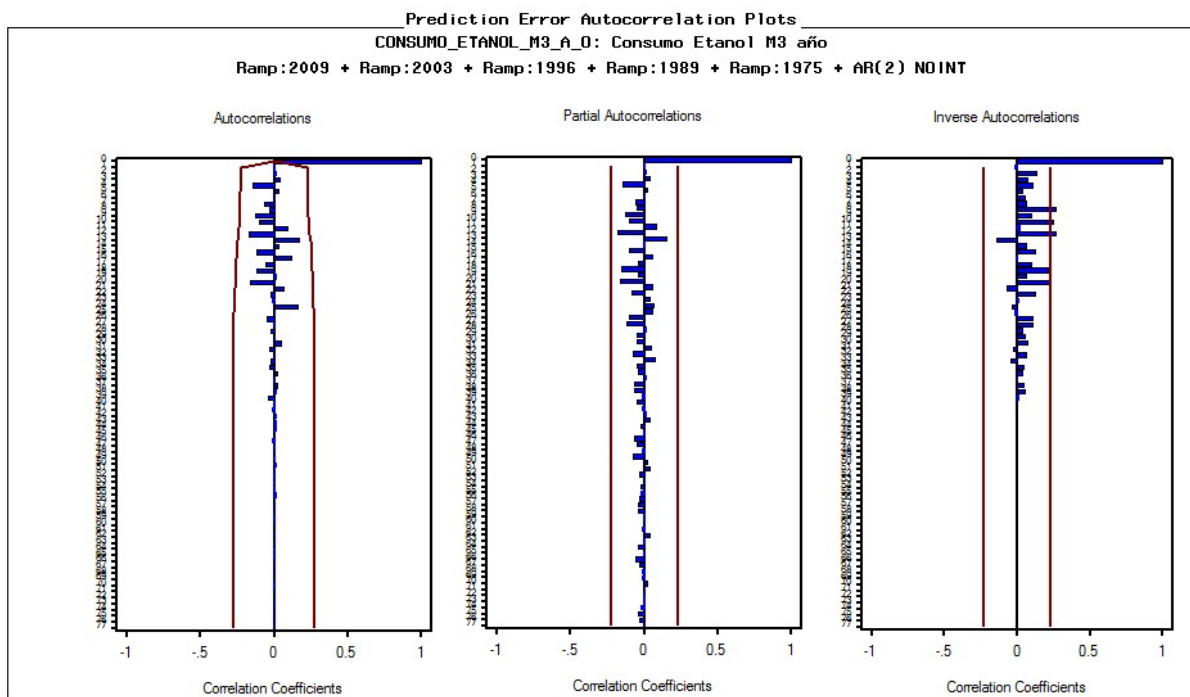
Parameter Estimates
BR_PRODUCCI_N_ETANOL_M3_: BR Producción etanol M3
Ramp:2000 + Ramp:1986 + Ramp:1975 + Ramp:1997 + Step:2011 + Ramp:2011 + AR(1) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	0.50794	0.1022	4.9691	<.0001
Ramp:2000	3482780	403453	8.6324	<.0001
Ramp:1986	-592616	134380	-4.4100	<.0001
Ramp:1975	954820	52144	18.3111	<.0001
Ramp:1997	-2033718	385692	-5.2729	<.0001
Step:2011	-6652644	885260	-7.5149	<.0001
Ramp:2011	-1293566	890968	-1.4519	0.1507
Model Variance (sigma squared)	5.78228E11	.	.	.

Fit Range: 1930 to 2012



-Ajuste de la serie temporal de consumo de etanol carburante en Brasil



Parameter Estimates

CONSUMO_ETANOL_M3_A_0: Consumo Etanol M3 año
Ramp:2009 + Ramp:2003 + Ramp:1996 + Ramp:1989 + Ramp:1975 + AR(2) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	0.92652	0.1053	8.7986	<.0001
Autoregressive, Lag 2	-0.43877	0.1141	-3.8470	0.0003
Ramp:2009	-3362611	557423	-6.0324	<.0001
Ramp:2003	3331827	288946	11.5310	<.0001
Ramp:1996	-1319019	226277	-5.8292	<.0001
Ramp:1989	-438339	137165	-3.1957	0.0021
Ramp:1975	800245	31234	25.6207	<.0001
Model Variance (sigma squared)	3.24915E11	.	.	.

Fit Range: 1934 to 2012

Statistics of Fit

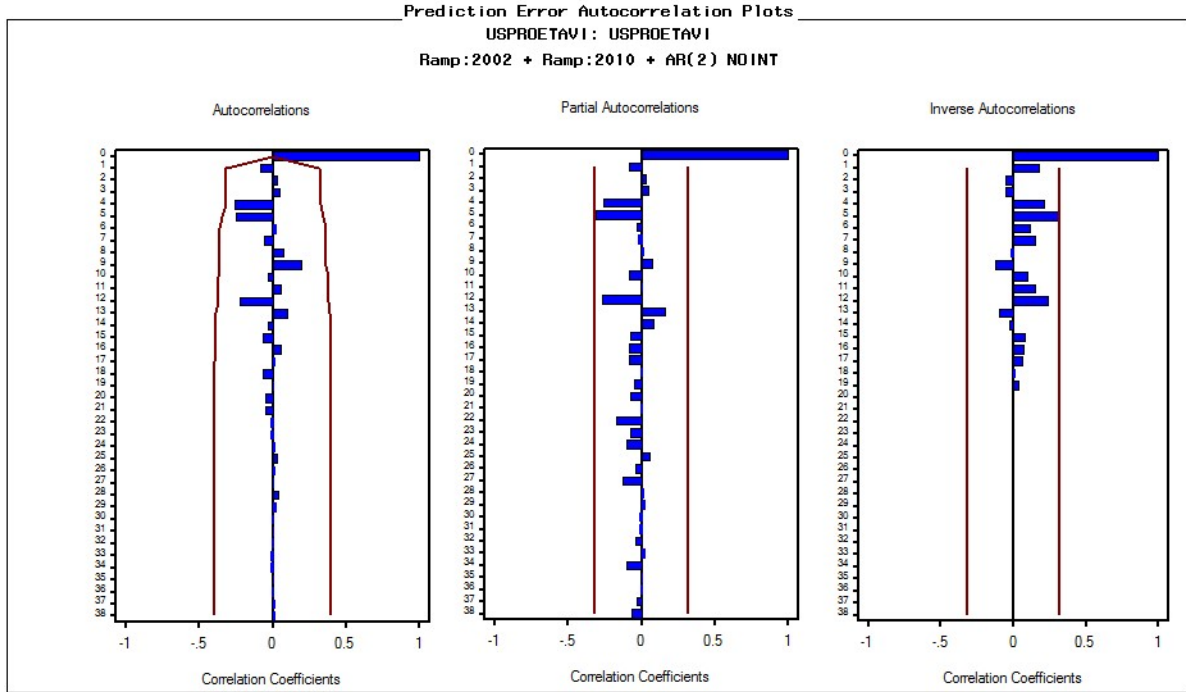
CONSUMO_ETANOL_M3_A_0: Consumo Etanol M3 año
Ramp:2009 + Ramp:2003 + Ramp:1996 + Ramp:1989 + Ramp:1975 + AR(2) NOINT

Statistic of Fit	Value
Mean Square Error	2.99922E11
Root Mean Square Error	547651.2
Mean Absolute Percent Error	42.90955
Mean Absolute Error	346930.3
R-Square	0.993

Evaluation Range: 1934 to 2012

Anexo V- 2: Resultados del análisis de Intervención del mercado de biocarburantes en EEUU mediante el uso del software estadístico SAS/ETS.

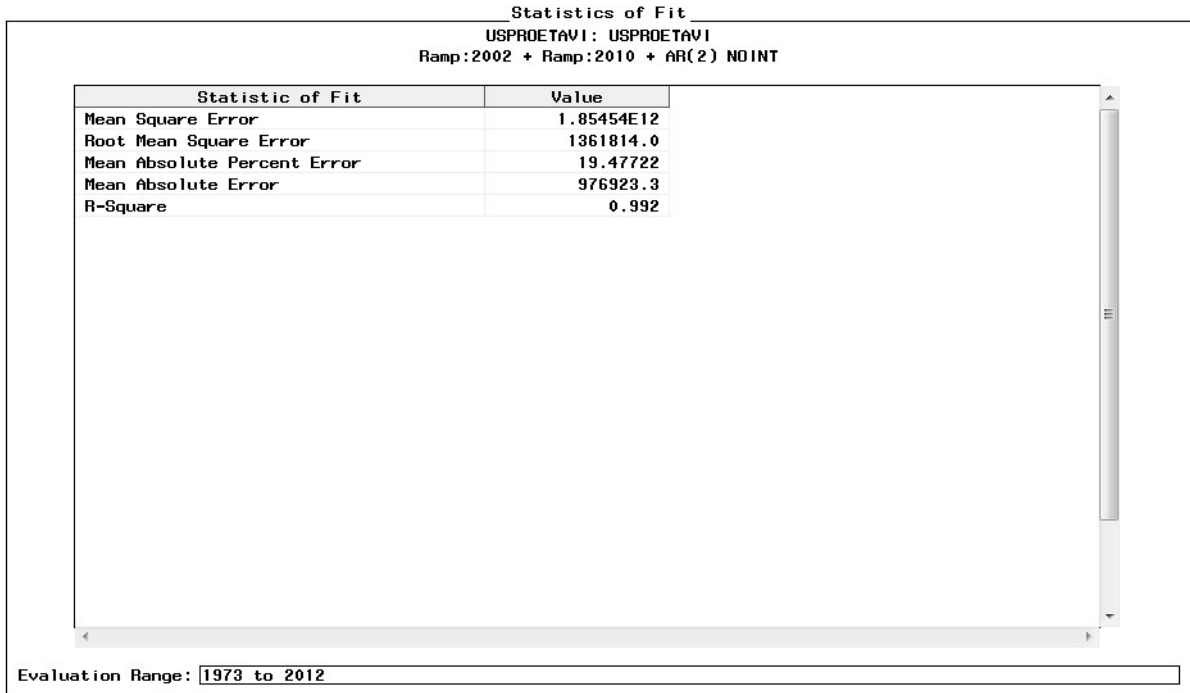
-Resultados del ajuste de la serie temporal de producción de etanol en EEUU



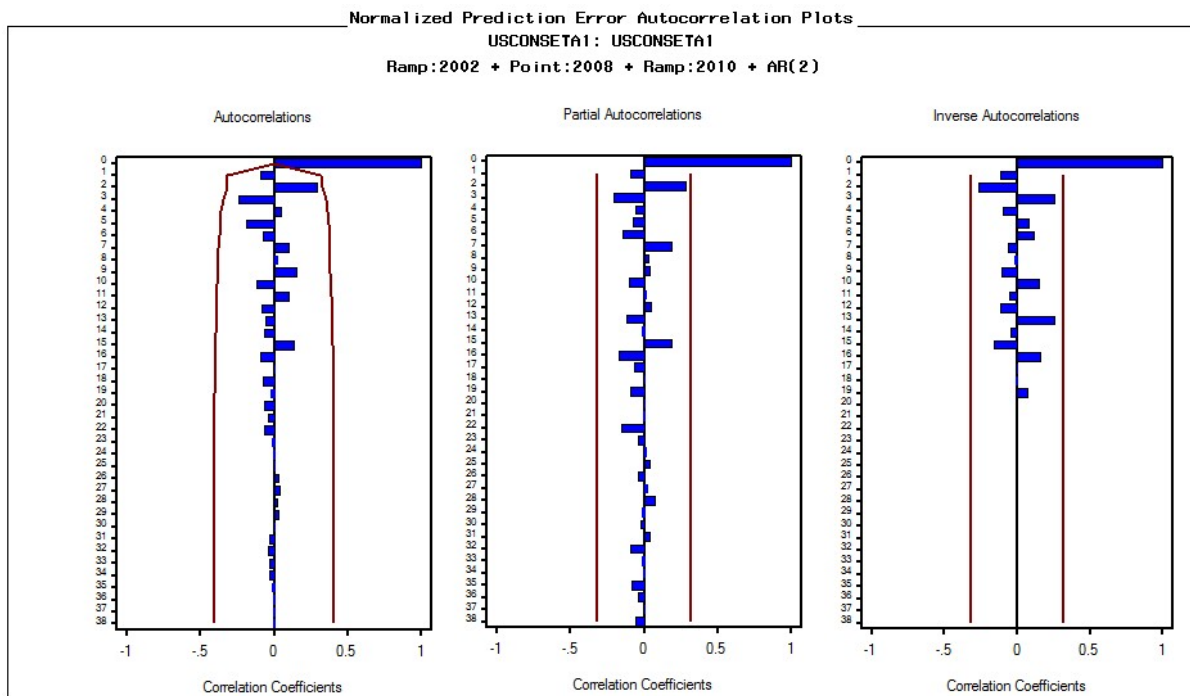
Parameter Estimates
USPROETAV1: USPROETAV1
Ramp:2002 + Ramp:2010 + AR(2) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	1.33282	0.1621	8.2221	<.0001
Autoregressive, Lag 2	-0.47946	0.1627	-2.9461	0.0057
Ramp:2002	5827600	426420	13.6663	<.0001
Ramp:2010	-6042177	1564333	-3.8625	0.0005
Model Variance (sigma squared)	2.00909E12	.	.	.

Fit Range: 1973 to 2012



–Resultados del ajuste de la serie temporal de consumo de etanol en EEUU



Parameter Estimates
USCONSETA1: USCONSETA1
Ramp:2002 + Point:2008 + Ramp:2010 + AR(2)

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Intercept	2703411	903297	2.9928	0.0052
Autoregressive, Lag 1	1.41126	0.1374	10.2745	<.0001
Autoregressive, Lag 2	-0.58744	0.1370	-4.2878	0.0001
Ramp:2002	5472812	305432	17.9183	<.0001
Point:2008	2997257	507270	5.9086	<.0001
Ramp:2010	-5476393	1038272	-5.2745	<.0001
Model Variance (sigma squared)	8.96426E11	.	.	.

Fit Range: 1973 to 2012

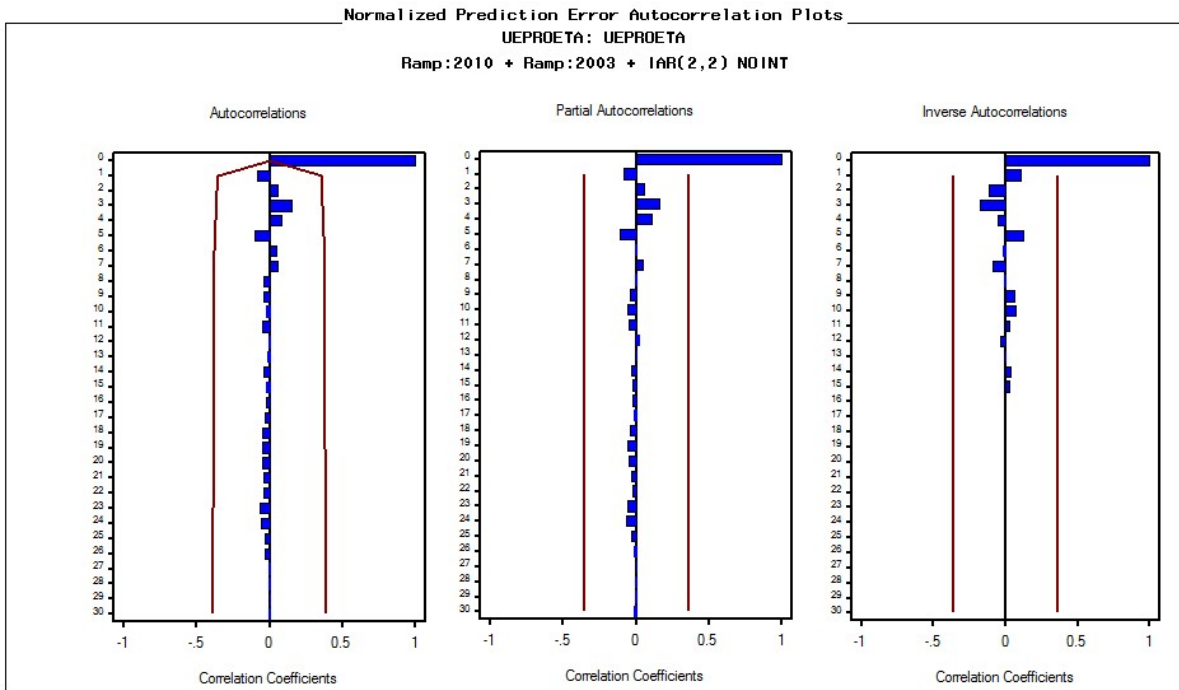
Statistics of Fit
USCONSETA1: USCONSETA1
Ramp:2002 + Point:2008 + Ramp:2010 + AR(2)

Statistic of Fit	Value
Mean Square Error	7.57452E11
Root Mean Square Error	870317.2
Mean Absolute Percent Error	124.90871
Mean Absolute Error	633041.4
R-Square	0.996

Evaluation Range: 1973 to 2012

Anexo V- 3: Resultados del análisis de Intervención del mercado de biocarburantes en la UE mediante el uso del software estadístico SAS/ETS.

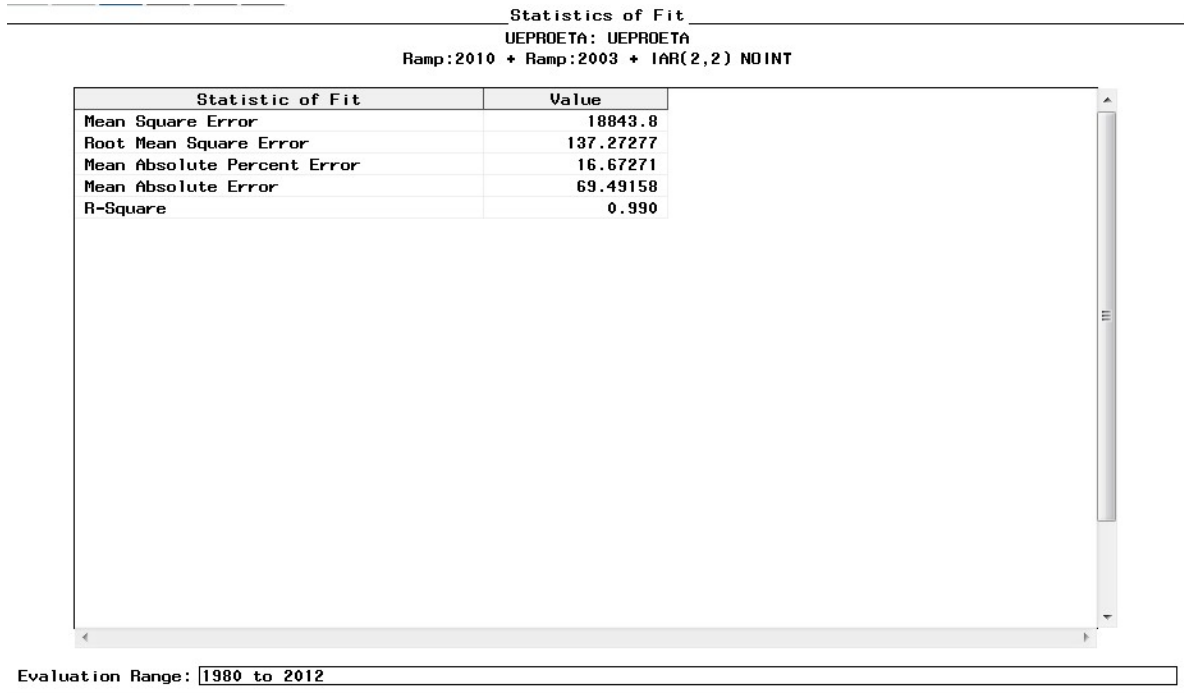
-Resultados del ajuste de la serie temporal de producción de etanol en la UE



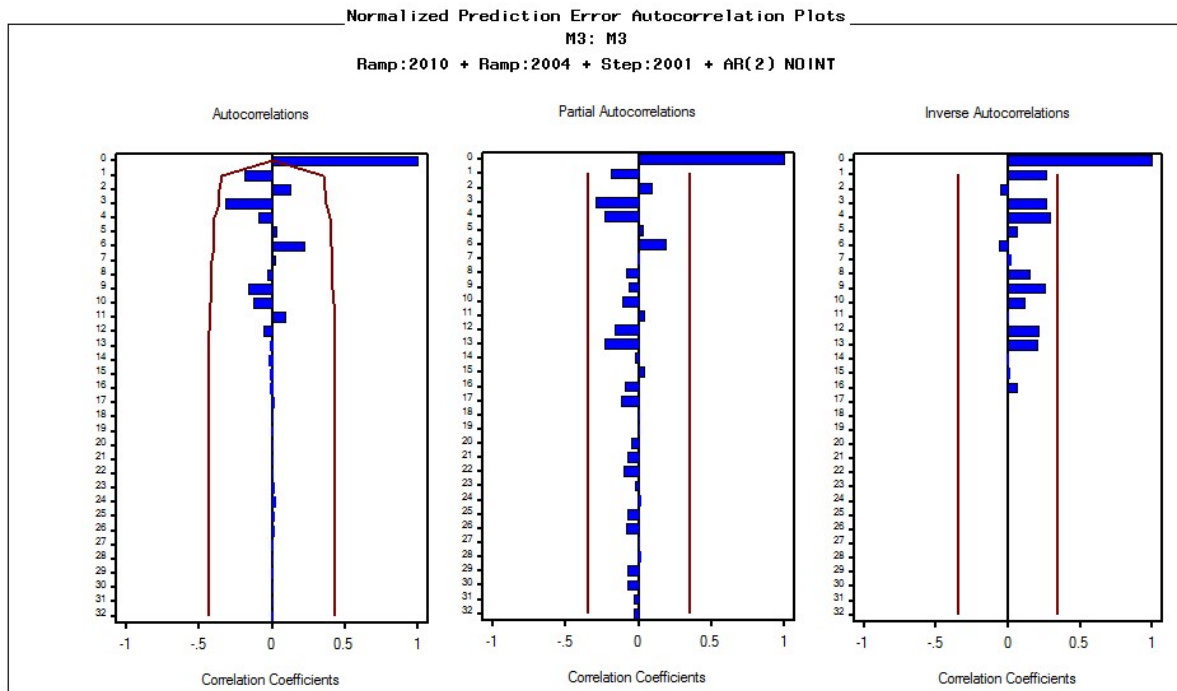
Parameter Estimates
UEPROETA: UEPROETA
Ramp:2010 + Ramp:2003 + IAR(2,2) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	-0.82505	0.1730	-4.7701	<.0001
Autoregressive, Lag 2	-0.42106	0.1738	-2.4221	0.0224
Ramp:2010	-686.93158	113.4148	-6.0568	<.0001
Ramp:2003	249.77938	107.6670	2.3199	0.0281
Model Variance (sigma squared)	21635	.	.	.

Fit Range: 1980 to 2012



–Resultados del ajuste de la serie temporal de consumo de etanol carburante en la UE



Parameter Estimates

M3: M3
Ramp:2010 + Ramp:2004 + Step:2001 + AR(2) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	0.54171	0.1665	3.2528	0.0030
Autoregressive, Lag 2	-0.44005	0.2231	-1.9725	0.0585
Ramp:2010	-504.40178	113.5634	-4.4416	0.0001
Ramp:2004	849.40526	27.5505	30.8308	<.0001
Step:2001	270.04423	75.4360	3.5798	0.0013
Model Variance (sigma squared)	19541	.	.	.

Fit Range: 1980 to 2013

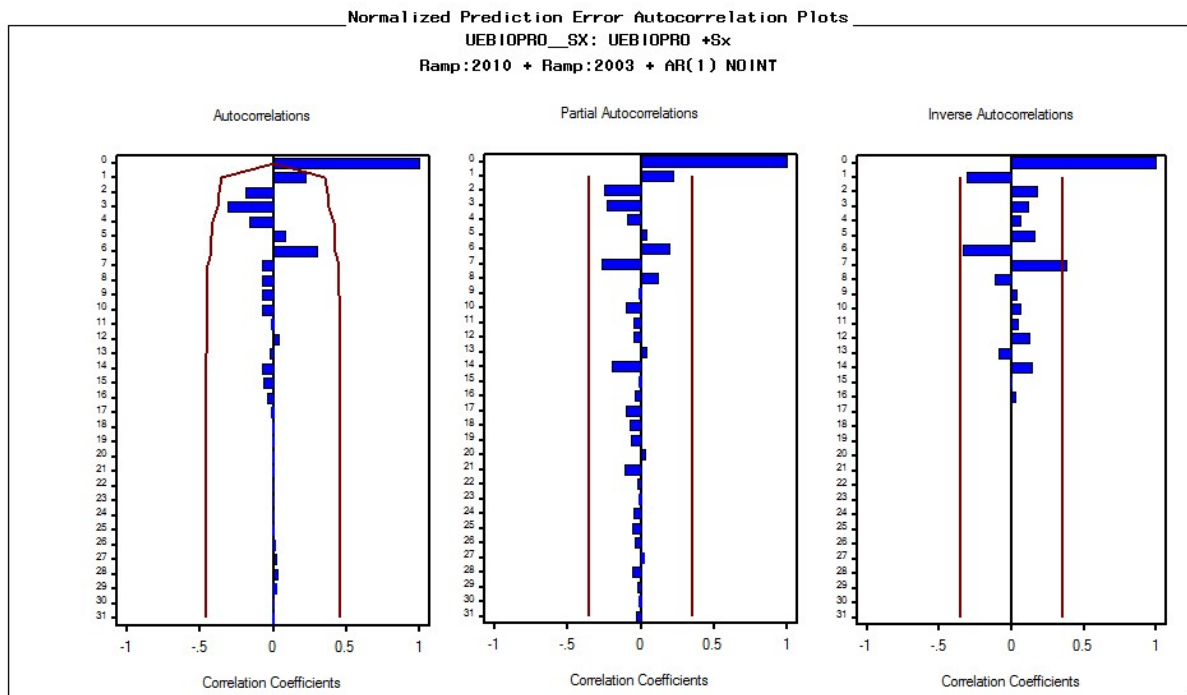
Statistics of Fit

M3: M3
Ramp:2010 + Ramp:2004 + Step:2001 + AR(2) NOINT

Statistic of Fit	Value
Mean Square Error	17172.2
Root Mean Square Error	131.04259
Mean Absolute Percent Error	31.80533
Mean Absolute Error	85.40914
R-Square	0.996

Evaluation Range: 1980 to 2013

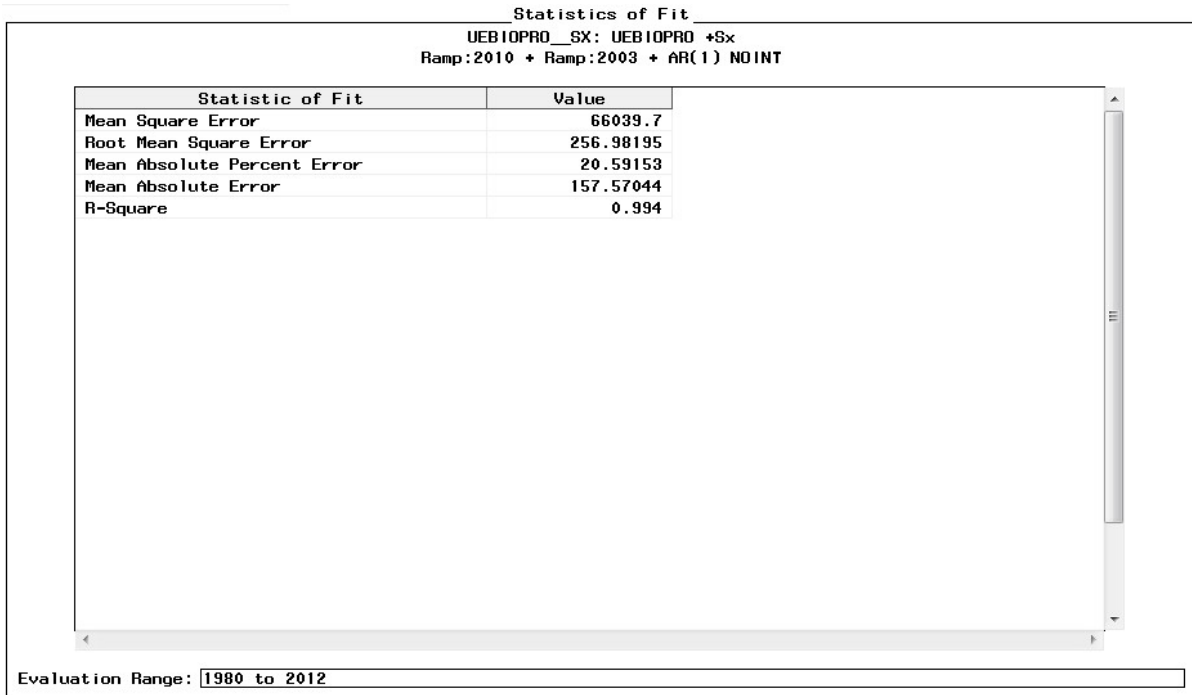
–Resultados del ajuste de la serie de producción de biodiesel en la UE



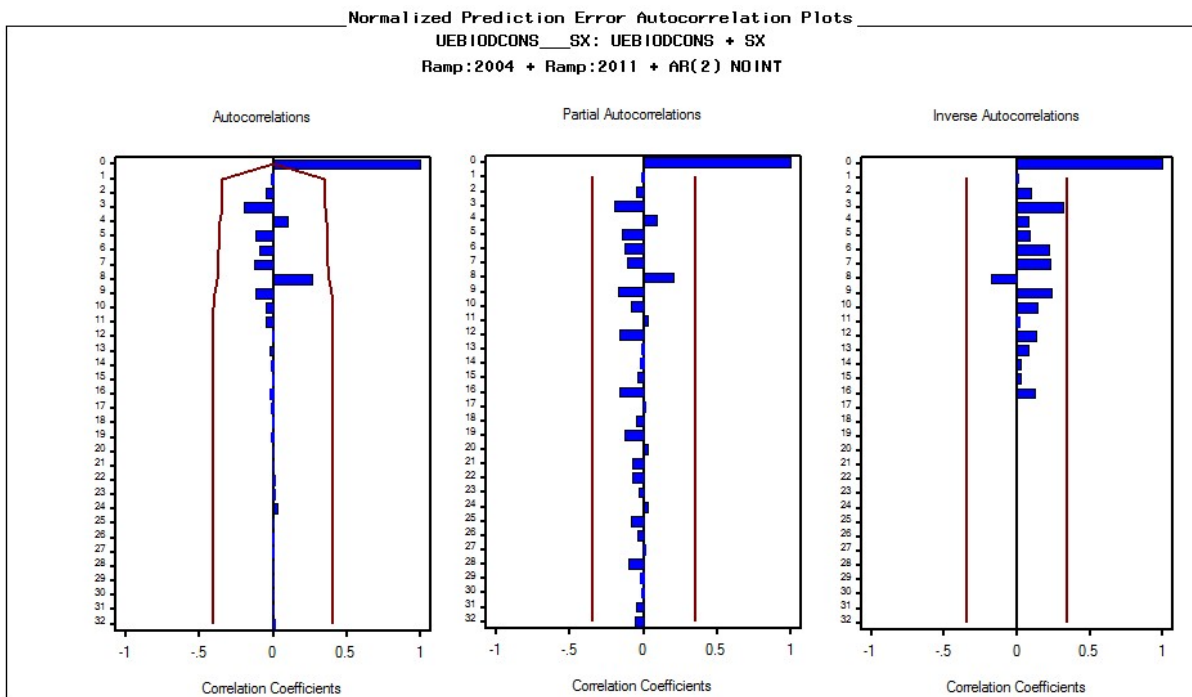
Parameter Estimates
 UEBIOPRO_SX: UEBIOPRO +Sx
 Ramp:2010 + Ramp:2003 + AR(1) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	0.78203	0.1922	4.0684	0.0003
Ramp:2010	-1324	332.9850	-3.9769	0.0004
Ramp:2003	1348	101.5822	13.2705	<.0001
Model Variance (sigma squared)	70442	.	.	.

Fit Range: 1980 to 2012



–Resultados del ajuste de la serie de consumo de biodiesel en la UE



Parameter Estimates

UEBIODCONS__SX: UEBIODCONS + SX
Ramp:2004 + Ramp:2011 + AR(2) NOINT

Model Parameter	Estimate	Std. Error	T	Prob> T
Autoregressive, Lag 1	0.79495	0.1502	5.2917	<.0001
Autoregressive, Lag 2	-0.56142	0.1503	-3.7348	0.0008
Ramp:2004	2387	47.2644	50.5129	<.0001
Ramp:2011	-1802	365.0590	-4.9354	<.0001
Model Variance (sigma squared)	156298	.	.	.

Fit Range: 1980 to 2013

Statistics of Fit

UEBIODCONS__SX: UEBIODCONS + SX
Ramp:2004 + Ramp:2011 + AR(2) NOINT

Statistic of Fit	Value
Mean Square Error	142088.8
Root Mean Square Error	376.94669
Mean Absolute Percent Error	33.47417
Mean Absolute Error	222.93937
R-Square	0.996

Evaluation Range: 1980 to 2013