

**UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE
ÁVILA**



**PROGRAMA DE DOCTORADO:
GEOTECNOLOGIAS APLICADAS A LA
CONSTRUCCIÓN, ENERGÍA E
INDUSTRIA
DEPARTAMENTO: INGENIERÍA
CARTOGRÁFICA Y DEL TERRENO**

**INVESTIGACIÓN DE LAS VARIABLES
INDEPENDIENTES Y PREVISIÓN DEL
PRECIO DEL MERCADO DIARIO ELÉCTRICO**

TESIS DOCTORAL

24/07/2017

SARA JIMÉNEZ DEL CASO

DIRECTORES DE TESIS:

DR. ARTURO FARFÁN MARTÍN

DR. EMILIO LÓPEZ CANO



UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

SARA JIMÉNEZ DEL CASO



Arturo Farfán Martín, Profesor Titular de la Universidad de Salamanca, adscrito al área de Prospección e Investigación Minera y Emilio López Cano, Profesor Ayudante Doctor de la Universidad de Castilla La Mancha, adscrito al área de Estadística,

CERTIFICAN QUE

Sara Jiménez del Caso ha realizado bajo nuestra supervisión el trabajo de investigación titulado:

INVESTIGACIÓN DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES Y
PREVISIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DIARIO ELÉCTRICO

Una vez revisado, autorizan la presentación del mismo como Tesis Doctoral en la Universidad de Salamanca y estiman oportuna su presentación al tribunal que habrá de valorarlo.

Fdo. Arturo Farfán Martín

Profesor Titular de Universidad

Área Prospección e Investigación Minera

Fdo. Emilio López Cano

Profesor Ayudante Doctor

Área de Estadística

Ávila, Julio de 2017



AGRADECIMIENTOS

Quisiera que estas primeras líneas de la tesis sean de agradecimiento a todas las personas que me han ayudado en la realización de la misma.

En primer lugar, quiero agradecer la perfecta dirección realizada por D. Arturo Farfán Martín y D. Emilio López Cano. A Arturo le quiero agradecer haberme embaucado en esta aventura, los buenos consejos en todo proceso de investigación y su comprensión y confianza constante. A Emilio López le quiero reconocer todo su tiempo invertido en esta tesis, sin su contribución hubiera sido muy complicado su desarrollo, agradecerle todo lo que he aprendido de él y la paciencia que en este tiempo me ha demostrado.

A mis dos compañeras y amigas Susana Álvarez Campo y Elena Andrés García, agradecerles no solo su contribución sobre la misma sino también su alegría transmitida, hacer la tesis hubiera sido muy diferente a lo que ha sido.

A mis abuelos quienes siempre creyeron que este momento llegaría y por los que he continuado en innumerables ocasiones.

A Pablo, al que solo puedo decir gracias por su apoyo incondicional, su comprensión, sus ánimos y su tiempo.

Por último, a mis padres por creer en mí en todo momento, por apoyarme en los momentos más difíciles y porque mi ilusión y sacrificios también han sido los suyos.



RESUMEN

Esta tesis está enmarcada básicamente dentro de dos campos de investigación, el conocimiento de las variables que tiene una correlación con el precio del mercado diario de la electricidad (tecnologías de producción, demanda y mercados) y la construcción de un modelo que realiza la predicción del precio a cinco días.

Todas las determinaciones que se exponen en la tesis son el resultado del análisis, y por tanto de una evidencia científica. Un aspecto importante es que presenta una visión más allá del puro análisis estadístico y una diversidad de variables estudiadas que no se ha encontrado en ningún otro modelo.

Dado el impacto de la energía sobre la competitividad del conjunto de la economía, la predicción del precio del mercado eléctrico resulta cada vez más imprescindible, pues permite su provisión al mínimo coste posible.

El modelo se ha desarrollado para un proyecto de marco europeo, el cual pretende proporcionar una herramienta que permita a los usuarios la gestión eficiente del consumo. El desarrollo mediante el software estadístico y lenguaje de programación R ha permitido usar técnicas de investigación reproducible, realizar trabajo en equipo en todas las fases del proyecto de forma integrada (conexión a bases de datos, visualización, análisis exploratorio, modelización, predicción), así como la parametrización de diferentes modelos lineales y selección automática de las que afectan a mercados, producción, recursos, previsiones, futuros, etc.

El análisis de todos los parámetros estudiados se ha realizado sobre los datos históricos de los últimos cuatro años (2012-2015) y para realizar las predicciones se han utilizado modelos de regresión mediante técnicas de Regresión Lineal Múltiple, ajustados por mínimos cuadrados. Dentro de estos modelos se han tenido en cuenta comportamientos estacionales que existen en nuestra serie de datos, así como el comportamiento de algunos días como festivos, entre otros, identificados mediante la técnica del Análisis de la Varianza (ANOVA).

Además, la estructura temporal altamente volátil de los datos se ha abordado mediante una estrategia de "rolling horizon", resultando en una metodología que se adapta automáticamente a los nuevos datos y puede generar predicciones con niveles de error relativos entorno al 10%.

Esta herramienta es totalmente novedosa y para validarla se ha realizado una predicción y comparación con los precios reales obtenidos en el mercado.



ABSTRACT

This thesis is basically framed within two research fields, the knowledge of the variables that have a correlation with the daily market price of electricity (production, demand and market technologies) and the construction of a model that predicts the price to five days.

All the exposed resolutions in the thesis are the result of the analysis, and therefore of a scientific evidence. An important aspect is that it gives a vision beyond strict statistical analysis and a diversity of studied variables that has not been found in any other model.

Due to the impact of the energy on the competitiveness of the economy set, the price prediction of the electricity market is becoming more and more essential, because it allows its provision at the lowest possible cost.

The model has been developed for a European framework project, which attempts to provide a tool that allows the users to manage the efficient consumption. This development through a statistical software and programming language R has allowed to use reproducible research techniques, teamwork in all phases of the project in an integrated way (connection to databases, visualization, exploratory analysis, modeling, prediction), as well as the parameterization of different lineal models and automatic selection of those affecting to the markets, production, resources, forecasts, futures, etc.

The analysis of all the studied parameters has been done on the historical data of the last four years (2012-2015) and for carrying out the predictions, regression models using Multiple Lineal Regression techniques, adjusted by least squares, have been used. Within these models, we have taken into account seasonal behaviors that exist in our data series, as well as the behavior of some days as holidays, among others, identified by the technique of Analysis of Variance (ANOVA).

In addition, the highly volatile temporal structure of the data has been addressed by a “rolling horizon” strategy, resulting in a methodology that automatically adapts to the new data and can generate predictions with relative error levels around 10%.

This tool is completely new and to validate it, a prediction and a comparison with the real prices obtained in the market have been made.



ÍNDICE GENERAL



INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	18
1. ANTECEDENTES	19
2. OBJETIVO Y ALCANCE DE LA TESIS	20
3. CONTENIDO DE LA TESIS	21
CAPÍTULO 2: INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	22
1. ANTECEDENTES	23
2. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	26
2.1. MERCADO DIARIO	26
2.2. MERCADO INTRADIARIO	28
2.3. MERCADO A PLAZO	29
2.4. MERCADO DE SERVICIOS DE AJUSTE.....	31
3. REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	34
4. CONTEXTO INTERNACIONAL	42
4.1. ORGANISMOS REGULADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO	42
4.2. LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	44
5. PRINCIPALES CONTRIBUCIONES.....	49
CAPÍTULO 3: IDENTIFICACIÓN Y ESTUDIO DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES DEL MERCADO DIARIO	51
1. ANTECEDENTES	52
2. PRECIOS DEL MERCADO DIARIO.....	53
2.1. ANÁLISIS GLOBAL DEL MERCADO DIARIO	53
2.2. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR AÑO.....	57
2.3. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR MESES	59
2.4. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR DÍAS Y HORAS	61
2.5. MODELO INICIAL	64
2.6. ANÁLISIS DE VARIANZA	68
2.7. ANÁLISIS CLUSTER	71
3. ANÁLISIS VARIABLES PREDICTIVAS.....	74
3.1. VARIABLES DE GENERACIÓN	76
3.1.1. Nuclear	79



3.1.2.	Solar Fotovoltaica.....	84
3.1.3.	Solar Térmica.....	90
3.1.4.	Hidráulica Fluyente (resto de hidráulica).....	96
3.1.5.	Eólica.....	99
3.1.6.	Térmica Renovable.....	103
3.1.7.	Cogeneración y resto.....	107
3.1.8.	Térmicas Carbón.....	114
3.1.9.	Ciclo Combinado.....	118
3.1.10.	Hidráulica (UGH+turb bombeo).....	122
3.1.11.	Fuel/Gas.....	130
3.1.12.	Enlaces.....	133
3.1.13.	Saldo Internacional.....	135
3.2.	DEMANDA.....	142
3.3.	OTRAS VARIABLES.....	144
3.3.1.	Commodities y Bolsa.....	147
3.3.2.	Mercados a plazo.....	163
3.3.3.	Mercados Europeos.....	170
CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO DIARIO. APLICACIÓN A CASOS REALES DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA.....		180
1.	ANTECEDENTES.....	181
3.	ANÁLISIS DE LOS RECURSOS.....	182
3.1.	Eólica.....	183
3.2.	Solar fotovoltaico.....	186
3.3.	Solar térmico.....	188
3.4.	Hidráulica.....	191
3.5.	Nuclear.....	195
3.6.	Demanda.....	197
3.7.	Otras tecnologías.....	199
4.	ESTIMACIÓN GENERACIÓN Y DEMANDA.....	201
4.1.	Estimación de Eólica.....	203
4.2.	Estimación de la Demanda.....	205
4.3.	Estimación de Hidráulica.....	207



4.4.	Estimación de Solar Fotovoltaico	209
4.5.	Estimación de Solar Térmico	212
4.6.	Estimación de Cogeneración y resto	213
4.7.	Estimación de Térmica Renovable	215
4.8.	Estimación de Ciclo Combinado	217
4.9.	Estimación de Carbón.....	220
4.10.	Estimación de Nuclear.....	222
5.	MODELO DE PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DIARIO.....	224
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y LINEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURAS.....		232
1.	RESULTADOS	235
2.	FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	236
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA		238
ANEXOS		245
ANEXO I: GENERACIÓN DE BASE DE DATOS.....		246
ANEXO II: CÓDIGO R.....		256
ANEXO III: COEFICIENTES		273



ÍNDICE ILUSTRACIONES

Figura nº 1– Estructura y Funcionamiento del Sector Eléctrico.....	24
Figura nº 2– Curva de oferta de electricidad del Mercado.....	27
Figura nº 3– Resultados de casación del día 20/08/2014 para la hora 1 en el Mercado Diario de Electricidad.	28
Figura nº 4– Cobertura de precios en el Mercado Financiero. Fuente: Propia	31
Figura nº 5– Evolución legislativa del Sector Eléctrico España.....	34
Figura nº 6– Mercado Interior de la Energía.....	46
Figura nº 7– Mercado Europeo de la Energía.....	47
Figura nº 8– Distribución del precio del mercado diario.....	55
Figura nº 9– Histograma del precio del mercado diario.....	56
Figura nº 10– Serie temporal del precio del mercado diario	56
Figura nº 11– Representación temporal del precio del mercado diario por año.....	57
Figura nº 12– Distribución del precio del mercado diario por año.....	58
Figura nº 13– Distribución del precio del mercado diario por meses	59
Figura nº 14– Representación temporal del precio del mercado diario por trimestres	60
Figura nº 15– Distribución del precio del mercado diario por trimestres	61
Figura nº 16– Distribución del precio del mercado horario por día del mes	62
Figura nº 17– Distribución del precio del mercado horario por día de la semana....	63
Figura nº 18– Residuos del modelo ARIMA.....	66
Figura nº 19– Distribución de la predicción del precio-Modelo ARIMA	67
Figura nº 20– Dendograma Cluster	72
Figura nº 21– Análisis Cluster.....	73
Figura nº 22– Correlación lineal-variable de generación.....	77
Figura nº 23 – Orden de casación de las tecnologías de producción	79
Figura nº 24 – Distribución geográfica potencia instalada nuclear.....	81
Figura nº 25– Generación total vs producción nuclear 2012-2015.....	82
Figura nº 26 – Precio mercado diario vs producción nuclear 2012-2015	83
Figura nº 27– Serie temporal producción nuclear 2012-2015	84
Figura nº 28– Potencia instalada solar fotovoltaica 2007-2014.....	85
Figura nº 29– Distribución geográfica potencia instalada solar fotovoltaica	86
Figura nº 30 – Generación total vs producción solar fotovoltaica 2012-2015.....	87
Figura nº 31– Producción solar fotovoltaica por semestres 2014-2015.....	87
Figura nº 32– Demanda por semestres 2014-2015.....	88
Figura nº 33– Precio mercado diario vs producción solar fotovoltaica 2012-2015....	89
Figura nº 34– Serie temporal producción solar fotovoltaica 2012-2015.....	90
Figura nº 35– Distribución geográfica potencia instalada solar térmica	92
Figura nº 36– Generación total vs producción solar fotovoltaica 2012-2015.....	93



Figura nº 37– Producción solar térmica por semestres 2014-2015.....	94
Figura nº 38– Demanda por semestres 2014-2015.....	94
Figura nº 39– Precio mercado diario vs producción solar fotovoltaica 2012-2015....	95
Figura nº 40–Serie temporal producción solar térmica 2012-2015.....	96
Figura nº 41– Generación total vs producción hidráulica fluyente 2012-2015	97
Figura nº 42– Precio mercado diario vs producción hidráulica fluyente 2012-2015	98
Figura nº 43– Serie temporal producción hidráulica fluyente 2012-2015.....	99
Figura nº 44– Distribución geográfica potencia instalada eólica	100
Figura nº 45– Generación total vs producción eólica 2012-2015.....	101
Figura nº 46– Precio mercado diario vs producción eólica 2012-2015.....	102
Figura nº 47– Serie temporal producción eólica 2012-2015.....	103
Figura nº 48–Distribución geográfica potencia instalada térmica renovable.....	104
Figura nº 49– Generación total vs producción térmica renovable 2012-2015.....	105
Figura nº 50– Producción térmica renovable por semestres 2014-2015.....	106
Figura nº 51– Serie temporal producción térmica renovable 2012-2015.....	106
Figura nº 52– Precio mercado diario vs producción térmica renovable 2012-2015	107
Figura nº 53– Distribución geográfica potencia instalada cogeneración.....	109
Figura nº 54– Generación total vs producción cogeneración y resto 2012-2015	112
Figura nº 55– Serie temporal producción cogeneración y resto 2012-2015.....	113
Figura nº 56– Precio mercado diario vs producción cogeneración y resto 2012-2015	114
Figura nº 57– Distribución geográfica potencia instalada hulla antracita	115
Figura nº 58– Distribución geográfica potencia instalada hulla subitominosa	115
Figura nº 59– Generación total vs producción carbón 2012-2015.....	116
Figura nº 60– Precio mercado diario vs producción carbón 2012-2015.....	117
Figura nº 61– Serie temporal producción carbón 2012-2015.....	118
Figura nº 62– Distribución geográfica potencia instalada ciclo combinado.....	119
Figura nº 63– Generación total vs producción ciclo combinado 2012-2015.....	120
Figura nº 64– Precio mercado diario vs producción ciclo combinado 2012-2015	121
Figura nº 65– Serie temporal producción ciclo combinado 2012-2015	122
Figura nº 66– Distribución geográfica potencia instalada turbinación con bombeo	124
Figura nº 67– Distribución geográfica potencia instalada UGH	125
Figura nº 68– Generación total vs producción UGH 2012-2015.....	126
Figura nº 69– Precio mercado diario vs producción UGH 2012-2015	127
Figura nº 70– Serie temporal producción UGH 2012-2015	127
Figura nº 71– Consumo bombeo por semestres 2014-2015.....	128
Figura nº 72– Precio mercado diario vs consumo bombeo 2012-2015	128
Figura nº 73– Generación total vs consumo bombeo 2012-2015.....	129
Figura nº 74– Serie temporal consumo bombeo 2012-2015.....	130
Figura nº 75– Generación total vs producción fuel/gas 2012-2015.....	131



Figura nº 76– Precio mercado diario vs producción fuel/gas 2012-2015.....	132
Figura nº 77– Serie temporal producción fuel/gas 2012-2015.....	133
Figura nº 78– Precio mercado diario vs enlace península baleares 2012-2015.....	134
Figura nº 79– Demanda total vs enlace península baleares 2012-2015.....	135
Figura nº 80– Interconexión del sistema eléctrico español.....	136
Figura nº 81– Precio mercado diario vs saldo Francia 2012-2015.....	137
Figura nº 82– Generación total vs saldo Francia 2012-2015.....	137
Figura nº 83– Precio mercado diario vs saldo Marruecos 2012-2015.....	138
Figura nº 84– Generación Total vs saldo Marruecos 2012-2015.....	139
Figura nº 85– Precio mercado diario vs saldo Portugal 2012-2015.....	140
Figura nº 86– Precio mercado diario vs saldo Portugal 2012-2015.....	140
Figura nº 87– Precio mercado diario vs saldo Andorra 2012-2015.....	141
Figura nº 88– Generación Total vs saldo Andorra 2012-2015.....	142
Figura nº 89– Precio mercado diario vs Generación total 2012-2015.....	143
Figura nº 90– Generación total vs Demanda total 2012-2015.....	144
Figura nº 91– Correlación lineal-otros.....	146
Figura nº 92– Cotización Brent.....	148
Figura nº 93– Precio mercado diario vs cotización Brent 2012-2015.....	149
Figura nº 94– Producción ciclo combinado vs cotización Brent (5 días previos).....	150
Figura nº 95– Cotización Henry Hub.....	151
Figura nº 96– Precio mercado diario vs cotización Henry Hub 2012-2015.....	152
Figura nº 97– Producción ciclo combinado vs cotización Henry Hub (5 días previos)	153
Figura nº 98– Cotización Henry Hub.....	154
Figura nº 99– Precio del mercado diario-cotización Henry Hub 2012-2015.....	155
Figura nº 100– Producción carbón vs cotización carbón futuro (5 días previos).....	156
Figura nº 101– Cotización Ibex 35.....	157
Figura nº 102– Precio del mercado diario vs cotización Ibex 35.....	158
Figura nº 103– Cotización Derechos de Emisión.....	159
Figura nº 104– Precio del mercado diario vs cotización derechos de emisión.....	160
Figura nº 105– Producción carbón vs cotización derechos de emisión.....	161
Figura nº 106– Producción ciclo combinado vs cotización derechos de emisión.....	162
Figura nº 107– Correlación precio del mercado diario-OMIP.....	165
Figura nº 108– Precio del mercado diario - OMIP 1.....	166
Figura nº 109– Precio del mercado diario - OMIP 2.....	167
Figura nº 110– Precio del mercado diario - OMIP 3.....	167
Figura nº 111– Precio del mercado diario - OMIP 4.....	168
Figura nº 112– Precio del mercado diario - OMIP.....	168
Figura nº 113– Precio del mercado diario - OMIP mensual.....	169
Figura nº 114– Precio del mercado diario - OMIP anual.....	169



Figura nº 115– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario portugués	171
Figura nº 116– Precios de mercados diario (2012-2015)	172
Figura nº 117– Correlación mercados europeos	173
Figura nº 118– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario alemán	173
Figura nº 119– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario francés	174
Figura nº 120– Correlación mercados europeos (agosto 2015-julio 2016)	175
Figura nº 121– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario alemán (agosto 2015-julio 2016)	176
Figura nº 122– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario francés (agosto 2015-julio 2016)	176
Figura nº 123–Diagrama modelo de predicción.....	181
Figura nº 124–Malla Analizada de España.....	183
Figura nº 125–Producción eólica vs velocidad del viento.....	184
Figura nº 126–Celdas de Correlación-Producción eólica.....	185
Figura nº 127– Producción solar fotovoltaico vs radiación global.....	187
Figura nº 128– Celdas de Correlación-Producción solar fotovoltaico.....	188
Figura nº 129–Producción solar térmica vs radiación directa	190
Figura nº 130–Celdas de Correlación-Producción solar térmica	190
Figura nº 131–Celdas de Correlación-Producción solar térmica	191
Figura nº 132–Producción hidráulica vs precipitación	193
Figura nº 133–Producción hidráulica (ugh+turb bombeo) vs Potencia disponible hidráulica.....	194
Figura nº 134–Celdas de Correlación-Producción hidráulica.....	195
Figura nº 135–Producción nuclear vs Potencia disponible nuclear	196
Figura nº 136– Producción nuclear vs Potencia disponible nuclear	196
Figura nº 137–Demanda vs temperatura	198
Figura nº 138–Celdas de Correlación-Demanda	198
Figura nº 139–Producción carbón vs Potencia disponible carbón	199
Figura nº 140–Producción fuel gas vs Potencia disponible fuel gas	200
Figura nº 141–Producción ciclo combinado vs Potencia disponible ciclo combinado	200
Figura nº 142–Predicción Eólica.....	203
Figura nº 143–Error Relativo Eólica	205
Figura nº 144–Predicción Demanda	206
Figura nº 145–Error Relativo Demanda	207
Figura nº 146– Predicción Hidráulica	208
Figura nº 147–Errores Relativos Hidráulica	209
Figura nº 148– Predicción Solar Fotovoltaico.....	210



Figura nº 149–Errores Relativos Solar Fotovoltaica.....	211
Figura nº 150–Predicción Solar Térmica	212
Figura nº 151–Errores Relativos Solar Fotovoltaica.....	213
Figura nº 152–Predicción Cogeneración y Resto.....	214
Figura nº 153–Errores Relativos Cogeneración y Resto.....	215
Figura nº 154–Predicción Térmica Renovable.....	216
Figura nº 155–Errores Relativos Térmica Renovable.....	217
Figura nº 156–Predicción Ciclo Combinado	218
Figura nº 157 –Errores Relativos Térmica Renovable.....	219
Figura nº 158–Predicción Ciclo Combinado	220
Figura nº 159–Predicción Carbón.....	221
Figura nº 160–Predicción Nuclear.....	222
Figura nº 161–Error Relativo Demanda	223
Figura nº 162 –Modelo subyacente del precio del mercado diario	224
Figura nº 163 –Predicción Mercado diario	230
Figura nº 164 –Errores Relativos Mercado diario	231
Figura nº 165 – Web e-sios.....	247
Figura nº 166 –Programas y Demanda REE	247
Figura nº 167 –Balance eléctrico diario P48.....	248
Figura nº 168 –Web e-sios Mercados	249
Figura nº 169 –Precio medio de la energía.....	249
Figura nº 170 –Balance eléctrico mensual del P48	250
Figura nº 171 –Nueva Web Esios	251
Figura nº 172 –Seleccionable Web Esios.....	252
Figura nº 173 –Potencia disponible.....	252
Figura nº 174 –Componentes de la velocidad del viento.....	254



ÍNDICE TABLAS

Tabla 1– Resumen distribución del precio del mercado diario por año	58
Tabla 2– Mediana del precio del mercado diario por trimestre.....	61
Tabla 3 – Grupos del precio del mercado diario por hora	69
Tabla 4– Grupos del precio del mercado diario por días de la semana.....	70
Tabla 5– Grupos del precio del mercado diario por estaciones.....	71
Tabla 6– Grupos del precio del mercado diario por festivos.....	71
Tabla 7– Tecnologías de generación 2015	76
Tabla 8–Correlaciones Eólica.....	185
Tabla 9–Correlaciones Solar Fotovoltaica.....	186
Tabla 10–Correlaciones Solar Térmica	189
Tabla 11–Correlaciones Solar Térmica	192
Tabla 12 –Correlaciones Demanda	197
Tabla 13–RMSE Eólica.....	204
Tabla 14–Errores Relativos Eólica.....	204
Tabla 15–RMSE Demanda	207
Tabla 16–Errores Relativos Demanda	207
Tabla 17–RMSE Hidráulica	209
Tabla 18–Errores Relativos Hidráulica	209
Tabla 19–RMSE Solar Fotovoltaica.....	211
Tabla 20–Errores Relativos Solar Fotovoltaica.....	211
Tabla 21–RMSE Solar Térmica	213
Tabla 22–Errores Relativos Solar Térmica.....	213
Tabla 23–RMSE Cogeneración y Resto.....	214
Tabla 24–Errores Relativos Cogeneración y Resto	215
Tabla 25–RMSE Térmica Renovable.....	217
Tabla 26–Errores Relativos Térmica Renovable.....	217
Tabla 27–RMSE Térmica Renovable.....	219
Tabla 28–Errores Relativos Térmica Renovable.....	219
Tabla 29–RMSE Carbón.....	221
Tabla 30–Errores Relativos Carbón	221
Tabla 31–RMSE Demanda	223
Tabla 32–Errores Relativos Demanda	223
Tabla 33 –Coeficientes 1º Día Mercado diario	225
Tabla 34 –Coeficientes 2º Día Mercado diario	226
Tabla 35 –Coeficientes 3º Día Mercado diario	227
Tabla 36 –Coeficientes 4º Día Mercado diario	228
Tabla 37 –Coeficientes 5º Día Mercado diario	229
Tabla 38 –RMSE Precio Mercado Diario	231



Tabla 39–Errores Relativos Precio Mercado Diario	231
Tabla 40–Modelos de Regresión 30/06/2017	234
Tabla 41–Coeficientes 1ºDía Eólica.....	273
Tabla 42–Coeficientes 2ºDía Eólica.....	274
Tabla 43–Coeficientes 3ºDía Eólica.....	274
Tabla 44–Coeficientes 4ºDía Eólica.....	275
Tabla 45–Coeficientes 5ºDía Eólica.....	275
Tabla 46–Coeficientes 1ºDía Demanda Peninsular.....	276
Tabla 47–Coeficientes 2ºDía Demanda Peninsular.....	277
Tabla 48–Coeficientes 3ºDía Demanda Peninsular.....	277
Tabla 49–Coeficientes 4ºDía Demanda Peninsular.....	278
Tabla 50–Coeficientes 5ºDía Demanda Peninsular.....	279
Tabla 51–Coeficientes 1ºDía Hidráulica	279
Tabla 52–Coeficientes 2ºDía Hidráulica	280
Tabla 53–Coeficientes 3ºDía Hidráulica	281
Tabla 54–Coeficientes 4ºDía Hidráulica	281
Tabla 55–Coeficientes 5ºDía Hidráulica	282
Tabla 56–Coeficientes 1ºDía Solar Fotovoltaico.....	283
Tabla 57–Coeficientes 2ºDía Solar Fotovoltaico.....	283
Tabla 58–Coeficientes 3ºDía Solar Fotovoltaico.....	284
Tabla 59–Coeficientes 4ºDía Solar Fotovoltaico.....	285
Tabla 60–Coeficientes 5ºDía Solar Fotovoltaico.....	285
Tabla 61–Coeficientes 1ºDía Solar Térmico	286
Tabla 62–Coeficientes 2ºDía Solar Térmico	287
Tabla 63–Coeficientes 3ºDía Solar Térmico	287
Tabla 64–Coeficientes 4ºDía Solar Térmico	288
Tabla 65–Coeficientes 5ºDía Solar Térmico	289
Tabla 66–Coeficientes 1ºDía Cogeneración y Resto	289
Tabla 67–Coeficientes 2ºDía Cogeneración y Resto	290
Tabla 68–Coeficientes 3ºDía Cogeneración y Resto	291
Tabla 69–Coeficientes 4ºDía Cogeneración y Resto	291
Tabla 70–Coeficientes 5ºDía Cogeneración y Resto	292
Tabla 71–Coeficientes 1ºDía Térmica Renovable	293
Tabla 72–Coeficientes 2ºDía Térmica Renovable	293
Tabla 73–Coeficientes 3ºDía Térmica Renovable	294
Tabla 74–Coeficientes 4ºDía Térmica Renovable	295
Tabla 75–Coeficientes 4ºDía Térmica Renovable	295
Tabla 76–Coeficientes 1ºDía Ciclo Combinado.....	296
Tabla 77–Coeficientes 2ºDía Ciclo Combinado.....	297
Tabla 78–Coeficientes 3ºDía Ciclo Combinado.....	298
Tabla 79–Coeficientes 4ºDía Ciclo Combinado.....	298



Tabla 80 –Coeficientes 5ºDía Ciclo Combinado.....	299
Tabla 81–Coeficientes 1ºDía Carbón	300
Tabla 82 –Coeficientes 2ºDía Carbón	301
Tabla 83–Coeficientes 3ºDía Carbón	301
Tabla 84–Coeficientes 4ºDía Carbón	302
Tabla 85–Coeficientes 5ºDía Carbón	303
Tabla 86–Coeficientes 1ºDía Nuclear	304
Tabla 87–Coeficientes 2ºDía Nuclear	304
Tabla 88–Coeficientes 3ºDía Nuclear	305
Tabla 89–Coeficientes 4ºDía Nuclear	305
Tabla 90–Coeficientes 5ºDía Nuclear	306



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN



1. ANTECEDENTES

El origen de esta tesis surge del interés de dar respuesta a una necesidad real con la que se encuentran muchas compañías eléctricas, productores y empresas relacionadas con el sector energético.

Además, en los próximos años, de manera más creciente será una necesidad también para aquellas empresas no relacionadas directamente con el mundo de la energía debido al aumento de los costes energéticos y la creciente demanda de potencia de las tecnologías de la información.

Esta necesidad a la que hago referencia radica en predecir la evolución del precio de la energía eléctrica. Dado el impacto de la energía sobre la competitividad del conjunto de la economía, dicha predicción permitiría su provisión al mínimo coste posible.

El precio de la energía eléctrica se fija en el mercado mayorista español de la electricidad, el cual tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra de energía eléctrica.

Este horizonte temporal limita la predicción a corto plazo en aspectos relacionados con la evolución del mercado.

A esto último tratará esta tesis de dar solución técnica, desarrollando una metodología y herramienta capaz de predecir el precio de la energía, basada no solo en las variables relacionadas con la casación del precio, sino también en las variables relacionadas con la evolución del mercado. El principal resultado de investigación de esta tesis doctoral es esencialmente esta metodología..



2. OBJETIVO Y ALCANCE DE LA TESIS

Como ya se ha indicado, el presente trabajo pretende desarrollar una metodología para la predicción del precio de la energía eléctrica fijado en el mercado mayorista español, mediante la interrelación de las variables dependientes de la casación del precio y la evolución del mercado.

Para lograr dicho objetivo es necesario que previamente se cubran los siguientes objetivos parciales:

- Familiarizarse con el Sistema Eléctrico Español.
- Conocer el funcionamiento del Mercado Eléctrico.
- Estudiar el Reglamento del Mercado Mayorista Español e Internacional
- Investigar el estado del arte de la predicción de mercados eléctricos.

Conseguidos los conceptos previos, el desarrollo de la presente tesis estará constituido previamente por los siguientes aspectos:

- Generar una base de datos histórica disponible de fuentes de información pública y relevante.
- Procesar y analizar la base de datos para la identificación de las variables dependientes de la casación y evolución del mercado.
- Estudiar el algoritmo de casación del mercado diario.
- Desarrollar una metodología para la previsión de la evolución del mercado y realizar un proceso de validación con el objetivo de comprobar su adecuado funcionamiento.
- Elaborar una herramienta que proporcione la predicción del precio de energía eléctrica, adaptada a un entorno de trabajo real y que permita realizar compras parciales en el mercado diario.

Para concluir, los resultados y conclusiones de la investigación se expondrán de manera minuciosa.



3. CONTENIDO DE LA TESIS

Este documento resume el trabajo realizado en la tesis doctoral y está organizado del siguiente modo.

En el Capítulo 2, Investigación bibliográfica del mercado eléctrico español. Estado actual del sistema eléctrico español, funcionamiento y mecanismo de operación del mercado eléctrico. Se realiza un resumen de las distintas publicaciones legislativas editadas en España, se establece el contexto internacional y se realiza una revisión de la literatura científica existente. Proporciona una información importante para establecer el marco sobre el que se desarrolla la tesis doctoral. La realización de estados del arte permite establecer comparaciones con otros conocimientos paralelos, ofreciendo diferentes posibilidades de comprensión del objeto de la investigación.

En el Capítulo 3, Análisis de la evolución del precio y de la generación por tecnologías para el mercado eléctrico mayorista desde el año 2012 hasta el 2015. Proporciona una base para la identificación y estudio de las variables independientes del mercado diario.

En el Capítulo 4, Metodología propuesta para la previsión de la evolución del mercado diario, se realiza un estudio de los recursos e información disponible sobre las variables independientes establecidas en el capítulo anterior. Se exponen los modelos de regresión obtenidos para la estimación de las mismas y para la estimación del precio del mercado diario para los próximos cinco días. Aplicación a casos reales de la metodología desarrollada.

En el Capítulo 5, Análisis y conclusiones de la investigación y herramienta desarrollada, se sintetizan las conclusiones más relevantes de este trabajo.

En el Capítulo 6, Bibliografía, se recogen las referencias consultadas para llevar a cabo esta investigación.



**CAPÍTULO 2: INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA
DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.**



1. ANTECEDENTES

El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia. La ordenación de ese servicio distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. En el caso de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros a las redes, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad. Con esta ley apareció además la actividad de comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro, actividad que fue dotada de un marco normativo para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores. Por último, se encomendó la gestión del sistema a sendas sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

La norma básica que en la actualidad regula la estructura y el funcionamiento del sector es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En esta norma se mantiene la distinción entre las actividades reguladas y las no reguladas, al tiempo que se impulsa la competencia efectiva en el sector, introduciendo, entre otras medidas, un aumento de la competencia de las comercializadoras de referencia, mejorando la posición del consumidor en cuanto a la información disponible y facilitando los procesos de cambio de suministrador.

El **suministro de energía eléctrica** se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. A modo de ilustración el sector eléctrico en España sigue el esquema de funcionamiento de la figura nº 1:

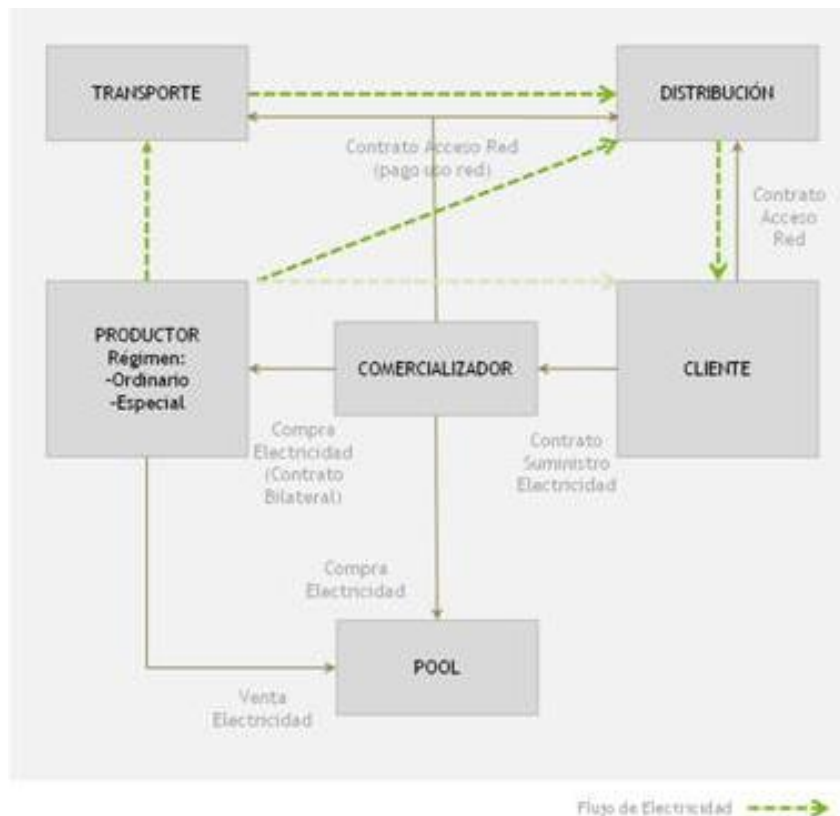


Figura nº 1– Estructura y Funcionamiento del Sector Eléctrico

Fuente: EOI

Las principales actividades del Sector Eléctrico son las siguientes:

Generación:

Consiste en la producción de energía eléctrica.



Transporte:

Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales.

La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la red de transporte secundario (hasta 220 kV).

Distribución:

Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Comercialización:

La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente.



2. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para el correcto funcionamiento del sistema y que se mantengan las condiciones de libertad y competencia, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico creó dos nuevos organismos: el Operador del Mercado de la Electricidad, S. A., OMEL, responsable de la gestión económica del sistema referida a los mercados diario e intradiario, así como de la obtención del precio final de la energía y el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S. A., responsable de las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

El Mercado de energía eléctrica se estructura en Mercado diario, Mercado intradiario, Mercados a plazo y Mercado de servicios de ajuste. También se integran en él los contratos bilaterales. Las reglas de funcionamiento del mercado de energía eléctrica se aprueban en el BOE del 23 de diciembre de 2015 (BOE-A-2015-14278).

2.1. MERCADO DIARIO

En el Mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en los 24 periodos de programación consecutivos del horario oficial español (23 o 25 en los días de cambio de hora oficial).

El Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) selecciona para cada hora la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, empezando por la que comunica las ofertas de energía más baratas, hasta cubrir la totalidad de la demanda.

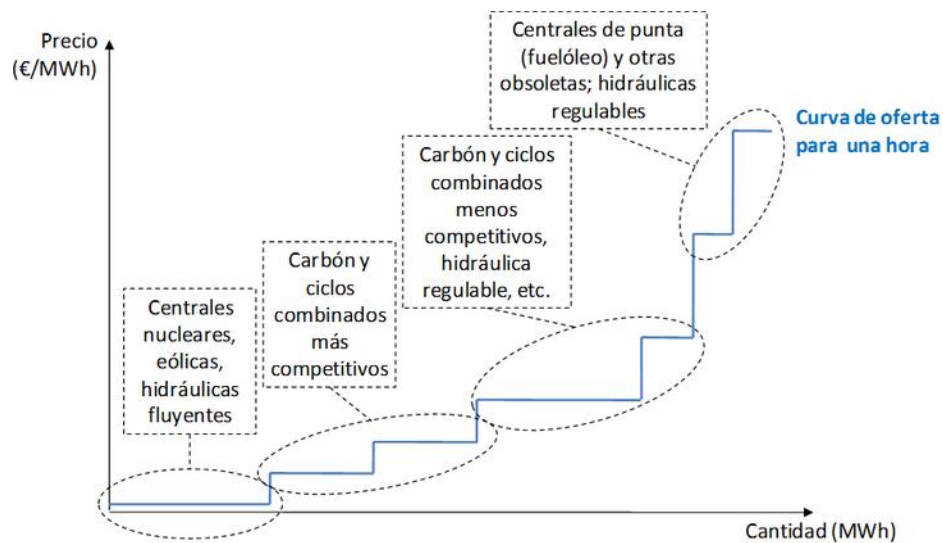


Figura nº 2– Curva de oferta de electricidad del Mercado.

Fuente: Energía y Sociedad

En la figura nº 2 se muestra el escalonamiento de las diferentes tecnologías en función del coste de oportunidad (costes en los que evitaría incurrir de optar por no producir). Como consecuencia de su bajo coste de oportunidad, las centrales hidráulicas fluyentes y nucleares se encuentran en la parte baja de la gráfica seguidas de las centrales de carbón y ciclo combinado. En la parte alta de la curva se sitúan las centrales hidráulicas regulables, la posibilidad de reservar el agua para producir en un futuro en el que el precio de mercado sea alto conlleva que su coste de oportunidad sea muy alto.

Asimismo, el Operador del Mercado, determina el precio final resultante de esa casación y realiza las correspondientes liquidaciones de venta y compra de energía. El precio final de la casación común a todas las unidades de generación para cada hora será aquel de la última oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda. En la figura nº 3 se puede ver el resultado de la casación para la hora 1 del día 20 de agosto de 2014, cuyo precio final fue de 53,80 €/MWh, además de las curvas agregadas de oferta y demanda.

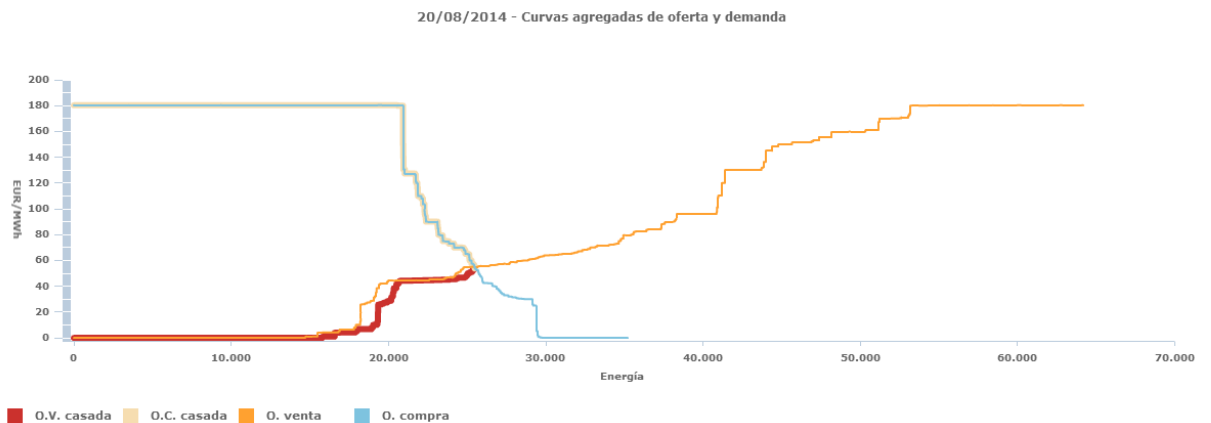


Figura nº 3– Resultados de casación del día 20/08/2014 para la hora 1 en el Mercado Diario de Electricidad.

Fuente: OMIE

También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los Mercados organizados a plazo, los cuales se explicarán en el apartado 2.3 de este capítulo.

2.2. MERCADO INTRADIARIO

El Mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.

Son diferentes las causas por las que los agentes acuden al mercado intradiario a realizar dichos ajustes:

- Del lado de los productores se pueden dar los siguientes casos:
 - Un productor tiene un problema técnico y no es capaz de generar la energía comprometida en el mercado diario, en este caso acudirá al mercado intradiario a adquirir esta energía. Así evita la penalización que soportaría si no cumpliera su compromiso.
 - En el caso de los productores de régimen especial, como puede ser el caso de los generadores eólicos o fotovoltaicos, ofertan



en el mercado diario según su estimación. Con el tiempo dicha estimación puede ser mejorada.

- Puede darse también el caso de un productor que ha casado sólo parte de la energía que puede producir y realiza en el mercado intradiario una oferta de venta por la energía adicional.
- Del lado de los consumidores, se pueden dar las siguientes situaciones:
 - Un consumidor que ha comprado en el mercado diario más energía de la que realmente necesita y tendrá que hacer una oferta de venta por ese excedente para evitar el desvío.
 - Un consumidor que no ha ajustado bien sus previsiones de consumo y no ha comprado en el mercado diario toda la energía que necesita, por tanto, acudirá al mercado intradiario a comprar la diferencia para evitar carencias.

Sólo pueden participar en este mercado los agentes que presentaron oferta en el mercado diario, ejecutaron un contrato bilateral o los que no hubieran participado por estar indisponibles. Además, solo pueden participar en los periodos horarios que se correspondan con los del mercado diario en los que participaron.

2.3. MERCADO A PLAZO

Los mercados a plazos de electricidad son un conjunto de mercados en los que con antelación a la entrega física de la energía (años, trimestres, meses, semanas, días), se intercambian contratos de compra-venta de electricidad. Los términos que se acuerdan son:

- Mercancía/activo a entregar
- La fecha de entrega y pago.
- El precio a pagar en la fecha futura.



La fecha del acuerdo no se lleva a cabo ningún pago o cobro, todo contrato a plazo establece una serie de obligaciones. Por último, los pagos que genera este acuerdo dependen del precio futuro del activo y son liquidados frente al precio resultante del Mercado Diario de Electricidad.

En un mercado liberalizado, como el español, los mercados a plazos son de gran importancia ya que permiten que los agentes compradores y/o vendedores se adapten a los posibles riesgos a los que están expuestos, y facilitan la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Es importante aclarar que las contrataciones a plazo son mecanismos para fijar un precio futuro con el que el comprador y vendedor estarán de acuerdo. En ningún caso, supone precios más bajos que el mercado diario. Puede darse el caso, que, llegado el momento de la entrega, el precio del mercado diario sea superior al pactado en el contrato a plazo. En este caso, el comprador habrá obtenido más ventajas de la contratación que el vendedor, aunque puede darse el caso contrario. Se produce por tanto lo que se denomina un contrato por diferencias que se liquida frente al precio resultante en el Mercado Diario de Electricidad.

Los mercados de futuros de electricidad en España se pueden diferenciar en dos modalidades:

Contrato bilateral:

Es el que se establecen directamente entre un generador y un agente de mercado. En estos contratos se pacta tanto la cantidad de energía entregada (entrega física) como el plazo de entrega de dicha energía.

Contrato financiero:

Es el que no tienen base física de entrega de energía, sino que se trata de coberturas de riesgo ante la variación del precio de la energía, para asegurarse un precio fijo durante un periodo determinado. En estos mercados el cliente contrata su cobertura de precio, pero tiene que acudir a comprar la energía al mercado diario de electricidad.

Luego liquidará las diferencias de precio de la energía que ha comprado en el mercado diario con quien ha realizado la cobertura de precio, consiguiendo igualar el precio que se había pactado en dicha cobertura.

El resultado final, al terminar el periodo de entrega, es que el cliente ha pagado por la energía el precio establecido en la cobertura.

En la figura nº4 está representado un ejemplo de una cobertura de precios en el mercado financiero. La línea roja representa el precio cerrado en la cobertura, 50 €/MWh, el área azul, el precio del mercado diario resultado en cada hora del día y el área verde, la liquidación final de precios a realizar con la contraparte.

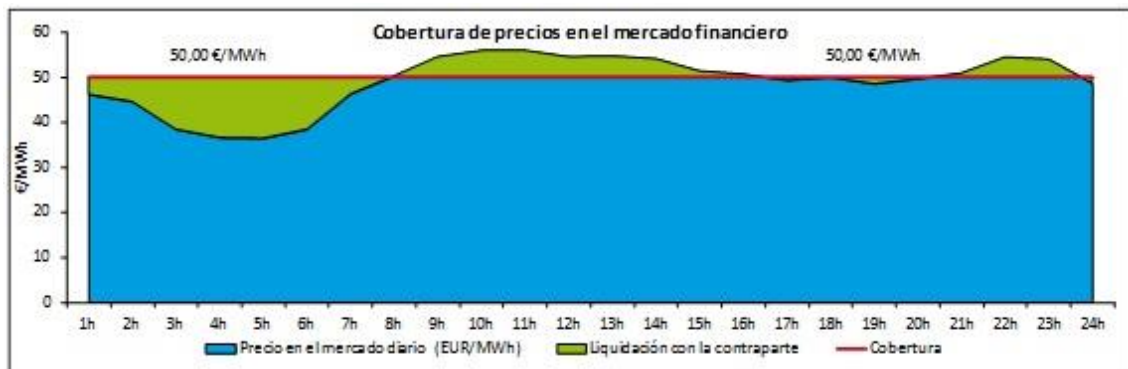


Figura nº 4– Cobertura de precios en el Mercado Financiero.
Fuente: Propia

Existen dos tipos de contratos financieros:

Mercado OTC (Over The Counter)

Se trata de un mercado no organizado, sin cámara de compensación, donde los agentes intercambian opciones a través de intermediarios o brokers.

Mercado OMIP (Operador de Mercado Ibérico (Portugal))

Se trata de un mercado de futuros organizado donde los contratos están estandarizados y cuenta con una cámara de compensación encargada de hacer las liquidaciones económicas resultantes de la compra venta del contrato. Es un mercado único entre España y Portugal (CNMC, 2015).

2.4. MERCADO DE SERVICIOS DE AJUSTE

El Mercado de servicios de ajuste incluye todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los Operadores del Sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la Resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.



La resolución de restricciones técnicas solamente actúa en el supuesto de que el programa base de funcionamiento no respete la capacidad máxima de alguno de los sistemas eléctricos o bien no se cumplan los exigibles requisitos de seguridad. Este mecanismo de resolución de restricciones actúa de la siguiente manera:

- Modifica el programa base de funcionamiento por medio de la retirada o incorporación de energía necesaria para solventar los problemas técnicos.
- Restituye el equilibrio entre la oferta y la demanda.
- Se realizan ofertas de compra/venta de energía igual que para el mercado diario, sin embargo, el pago no es al precio marginal sino al ofertado.

El mercado de servicios complementarios marcará el precio marginal de cada uno de los servicios complementarios para un periodo de tiempo determinado. Existen dos tipos de servicios complementarios: de regulación secundaria y de regulación terciaria.

Servicio complementario de regulación secundaria:

La banda de potencia asignada es retribuida al precio marginal de banda. Para calcular el cumplimiento real de la puesta a disposición del sistema de la banda de regulación asignada, se utiliza la información procedente del operador del sistema sobre el cumplimiento real de las bandas y con esto se calculan los derechos de cobro y obligaciones de pago asociados.

La obligación de pago por este servicio corresponde a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, agentes externos y titulares de unidades de producción no incluidos en la zona de regulación.

La energía de regulación secundaria, generada como respuesta a las solicitudes del sistema, se retribuye al precio de la energía de regulación terciaria no despachada.

Servicio complementario de regulación terciaria:

Se retribuye la energía asignada al precio marginal horario de la energía de regulación terciaria a subir o bajar.

Los sobrecostes de las energías de regulación secundaria y terciaria son pagados por todos los agentes que se desvían en proporción al valor absoluto de sus desvíos. Se denomina sobrecoste a la diferencia entre el



precio marginal horario de la energía en cada uno de los procesos y el precio marginal horario del mercado diario.

3. REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

La insostenibilidad económica del sistema eléctrico, junto a la continua evolución del sector durante los últimos años, ha hecho necesario establecer un nuevo marco normativo desde la **Ley 54/1997, de 27 de noviembre**, del Sector Eléctrico, mediante la aprobación de medidas urgentes por real decreto-ley (Figura nº 5). Entre ellos cabe citar la elevada penetración de las energías renovables, la aparición de nuevos agentes y la mayor complejidad de las ofertas en el mercado. Se suma, además, el exceso de capacidad para asegurar el respaldo del sistema, así como el déficit estructural.

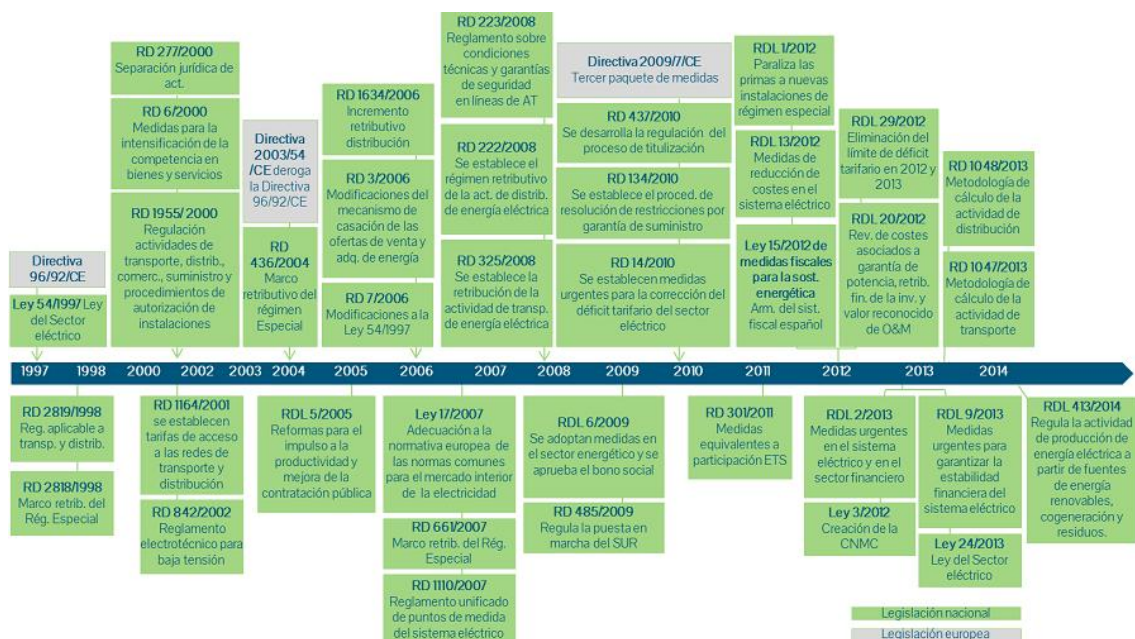


Figura nº 5– Evolución legislativa del Sector Eléctrico España

Fuente: Energía y Sociedad

En España, y desde el año 2000, los sucesivos peajes aprobados han generado déficit de tarifa, es decir, se ha generado una diferencia entre el monto total recaudado a través de los precios regulados que fija la Administración y que pagan los consumidores por acceder al Sistema y los costes reales asociados a dichas tarifas (transporte, distribución, etc). Esta diferencia está creada por dos motivos: (1) Errores de estimación sobre el volumen de producción de las energías renovables, cogeneración y



residuos y la energía realmente consumida y (2) Objetivos políticos/económicos de los gobiernos sucesivos, especialmente en entorno de crisis económicas y ajuste fiscal con un impacto significativo sobre la renta disponible de los ciudadanos y de tendencia al alza en el precio de materias primas energéticas.

Analizando ambos motivos expuestos, la divergencia observada se debe en mayor medida por la estrategia por parte de los sucesivos gobiernos, los cuales han preferido considerar para la determinación de los peajes los costes “deseados” y no los realmente esperados, generando el déficit estructural.

La solución tomada por España ha sido financiar el déficit tarifario con cargo al consumo futuro. Hasta la publicación del Real Decreto-ley 6/2009, las cinco empresas eléctricas estaban obligadas a financiar el déficit de la tarifa eléctrica sin un reconocimiento explícito a su derecho a recuperarlo. Dicha solución ha generado tanto problemas de eficiencia energética, como limitaciones en el desarrollo de la actividad de comercialización. La solución eficiente del déficit es que la totalidad de los costes actuales se trasladen de forma progresiva al precio presente, lo cual se estableció con la aprobación del **Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril**.

Este real decreto-ley fue posteriormente actualizado por el ***Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre***, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además, se procedió a la adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

Entre las medidas que se adoptaron en el año 2012 destacan, en primer lugar, el ***Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero***, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la



supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

La aprobación de este Real Decreto generó una gran repercusión y polémica sobre el sistema eléctrico. Numerosos artículos y opiniones fueron publicados al respecto (Santiago Carcar, 2012. Ruiz de Elvira, Antonio, 2012).

El Gobierno presentó dicho Real Decreto como una necesidad para contener el déficit de tarifa y como defensa de los consumidores.

Sin embargo, desde el sector de las renovables consideraban que esta medida frenaría su avance y por ello ha perjudicado a los consumidores. Para ello se basaban en dos aspectos: (1) estudio de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), que señala que entre 2005 y 2010 las renovables supusieron un ahorro neto al sistema de 9.173 millones de euros (Deloitte, APPA, 2010), (2) Plan de Energías Renovables (PER) del Gobierno, de cuyos datos se deduce que a medio y largo plazo el petróleo, gas y carbón costarán al consumidor español diez veces más que las renovables (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2011).

Como podremos apreciar en el análisis que se expondrá de la producción del sistema eléctrico español, dicho Real Decreto tiene un impacto muy significativo, quedando de relieve la puesta en peligro del sector de las renovables en el que hasta hace poco España era líder mundial. Además, como consecuencia se generó un crecimiento exponencial de las reclamaciones judiciales y se multiplicaron los contenciosos a los que ha tenido que hacer frente el Gobierno español, tanto en nuestro país como en las cortes internacionales. Anteriormente, la normativa que se ha ido aprobando en relación a las energías renovables se había destinado a su desarrollo y fomento, sin embargo, con la publicación de ambos decretos y la situación de crisis económica, las medidas que el Gobierno aprobó estaban únicamente orientadas a la reducción del coste que suponen las tecnologías renovables al sistema.

Tras ello, el *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo*, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y



gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, fijó unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente al año 2012, y disminuyendo el importe que había de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad entre otros por el concepto de garantía de potencia. De igual forma, se adoptaron medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a través del coste que se reconocía por la adquisición de combustible y vinculando el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas. En la misma línea, el ***Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio***, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorporó otras medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y modificó, además, la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

El ***Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre***, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y que generaría derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y ello con carácter adicional a los 1.500 millones de euros de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen económico bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.



Además, se aprobó la **Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea. Dado el fuerte impacto económico y ambiental del sector energético, esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Se introdujeron aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles. Por su parte, **la Ley 17/2012, de 27 de diciembre**, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableció entre otras, y con vigencia exclusiva para 2013, que no serían de aplicación las limitaciones a avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establecidos en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. También, en coherencia con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, estableció una serie de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

No siendo suficientes las medidas aprobadas durante el año 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, en el año 2013 se adoptaron con la misma finalidad dos reales decretos-leyes y un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

El **Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero**, introdujo nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, con el fin de utilizar una referencia más estable que no se viera afectada por la volatilidad de los precios de alimentos no elaborados ni de los combustibles



de uso doméstico, y se introdujeron dos opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

Así, se aprobó la **Ley 15/2013, de 17 de octubre**, por la que se establece la financiación para el año 2013 con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Adicionalmente a este ajuste de los costes se adoptaron otras normas que supusieron un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico.

Finalmente, se aprobó el **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que, entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Según recogía el periódico Cinco Días, el 20 de abril de 2016, las medidas adoptadas pretendían corregir un desfase en el sistema que se estimó en 10.500 millones de euros, siendo en este momento el déficit de tarifa acumulado de 26.000 millones de euros. El importe se dividió en ingresos procedentes de los tributos al propio sector energético (ley del 1 de enero de 2012), en una reducción de costes regulados de 2.700 millones (mitad a la actividad tradicional y la otra mitad, a las renovables, cogeneración y residuos), una aportación a través de los Presupuestos del Estado de 900 millones y una subida de los peajes eléctricos de otros 900 millones.

Tras casi cuatro años, aprobada la reforma, ha resultado que la aportación de las renovables ha sido un 22% superior al previsto y el estado solo ha asumido la mitad de los costes prometidos de las extrapeninsulares. La



Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico se aprobó dieciséis años después de la entrada en vigor de la Ley 54/1997. Esta Ley se enmarca en la reforma global del sector, necesaria para aportar estabilidad regulatoria y así garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo y resolver las deficiencias existentes en el funcionamiento del mismo.

Destacar el artículo 9 de la Ley, el cual incluye la regulación básica de la modalidad de autoconsumo, entendida ésta como “consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas a través de una red interior del propio consumidor o mediante línea directa asociada a dicho consumidor”. Y contempla la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema mediante el llamado peaje de respaldo, así como la necesaria inscripción en un registro para el adecuado control de la actividad.

En cuanto al ámbito de aplicación ha de tenerse en cuenta que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, elimina los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial.

Por ello, se publica el *Real Decreto- ley 413/2014, de 6 de junio* que regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (Watson, Farley & Williams, 2014).

Posteriormente, a través del Real Decreto 900/2015 se establece la regulación de instalaciones de autoconsumo en España, el cual, confirma el llamado “peaje de respaldo”. Por la repercusión del Real decreto se hacen eco muchos medios de comunicación (Noceda, Miguel Ángel, 2015. Hernandez, Juan Carlos, Morenos, Iván Luis, 2015. Dávila, P, 2015.etc),

Esta repercusión ha sido tan extendida por las consecuencias del mismo, dicho Real Decreto no impulsa las energías renovables, más bien todo lo contrario. Sin entrar en detalle en el contenido del Real Decreto, genera trabas administrativas a la autorización y funcionamiento de instalaciones de autoconsumo e impone que todas las instalaciones de autoconsumo conectadas paguen un impuesto por la energía generada y autoconsumida sin que este pase en ningún momento por la red de distribución eléctrica.

Por último, en el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema



eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

La ley del sector eléctrico y su normativa de desarrollo han sufrido, como ha quedado expuesto, múltiples modificaciones, intentando solucionar los fallos económicos y de gestión del sistema eléctrico. Sin ánimo de ser exhaustivos se destacan las implicaciones más relevantes:

-Las variaciones del sistema que ha generado la creación e intención de supresión del déficit tarifario, como consecuencia de una mala gestión, afectando a todo el sistema de producción y consumo.

-El aumento descontrolado del número de instalaciones de generación a partir de las energías renovables con una retribución primada de origen estatal, y su posterior eliminación con la consecuente paralización de desarrollo de dichas tecnologías.

-La falta de ajustes en la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico.

-Ha creado una situación de gran incertidumbre regulatoria en el sector, estando la percepción del riesgo en España superior a la del resto de los países de su entorno.

Por toda la evolución y modificación de la normativa del sector eléctrico expuesta, cuya implicación tiene sobre el desarrollo del sistema y su efecto directo en el precio de la energía eléctrica, se desarrolla en los siguientes capítulos una metodología que permita recoger la evolución de los datos.



4. CONTEXTO INTERNACIONAL

El mercado de la electricidad español necesita ser enmarcado dentro de un contexto más amplio, el del sector internacional y europeo. Esta sección presenta el diseño e instituciones reguladoras del mercado eléctrico a nivel europeo y la liberalización del mercado ejecutado por las iniciativas de la Comisión Europea.

4.1. ORGANISMOS REGULADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Las herramientas para llevar a cabo la liberalización del sector, son las instituciones u organismos reguladores de la Unión Europea (Ríos, Juan. et al.s.f.)

Todos ellos como organismos reguladores presentan las siguientes características generales:

- La autonomía, la independencia y la necesidad de rendición de cuentas.
- Son entidades públicas, con responsabilidades compartidas (a veces solapadas) con los Ministerios y las autoridades de competencia.
- Detentan poderes judiciales o cuasi-judiciales, al compartir funciones legislativas, ejecutivas y judiciales.
- La independencia regulatoria se manifiesta también frente a las partes interesadas (industria y consumidores), frente a las políticas a corto plazo (económico y social) y a grupos de interés.

Comisión Europea:

Se encarga de proponer la legislación y de la vigilancia de ejecución de normas aprobadas por el Parlamento y el Consejo europeo en materia energética.

Consejo y Parlamento Europeos

Aprueban la regulación europea de electricidad propuestas por la Comisión Europea.

Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER):

Garantiza el buen funcionamiento del mercado único europeo del gas y la electricidad y ayuda a las autoridades nacionales de reglamentación de



toda Europa a ejercer sus funciones y, cuando hace falta, coordina sus labores. En concreto, cuando es necesario, toma decisiones vinculantes sobre condiciones generales de acceso y seguridad operativa de las infraestructuras transfronterizas, asesora a las instituciones europeas sobre todo lo relacionado con la electricidad y el gas natural y supervisa los mercados interiores de la electricidad y gas natural e informa de sus conclusiones

Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas (ERGEG)

Órgano consultivo de la Unión Europea. Surge por decisión de la Comisión de (2003/796/ CE) como una versión formal del anterior Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER) y como punto de contacto entre las Autoridades Regulatorias Nacionales y la Comisión. Sus funciones son asesorar y asistir a la Comisión Europea en la consolidación del mercado interior de la energía.

European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E)

Se trata de una organización establecida tras el tercer paquete legislativo para velar por la gestión óptima de la red de transporte eléctrica europea. Constituye el cuerpo de los Operadores del Sistema a nivel europeo y en la actualidad participan 42 Operadores del Sistema de 34 países. Su principal función es preparar códigos de red, que una vez aprobados por ACER, serán de obligado cumplimiento dentro de la Unión Europea. Además, bianualmente prepara un plan de desarrollo de la red europea a diez años y realiza recomendaciones sobre coordinaciones técnicas entre Operadores del Sistema.

Foro Regulatorio de Electricidad (Foro de Florencia)

Reuniones que se organizan anual o bianualmente sin poder normativo pero que contribuyen al desarrollo armonizado de la regulación. Son foros convocados por la Comisión Europea en los que intervienen los gobiernos de los Estados Miembros, los reguladores, ENTSO-E, etc.



4.2. LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Fue Reino Unido en 1990 quien comenzó un proceso de reforma mundial, seguido por Noruega (1991), Argentina (1992), otros países latinoamericanos y diversos estados norteamericanos que, a partir de la Ley Eléctrica de 1992, introdujeron importantes cambios regulatorios en el sector eléctrico (Pérez Arriaga, José Ignacio, Batle, Carlos, Vázquez, Carlos, 2006), .

Pero si miramos el conjunto de la Unión Europea, el proceso de cambio y liberalización del mercado comenzó a materializarse con la primera Directiva eléctrica de 1996, cuyas contribuciones más destacables a la liberalización del mercado fueron exigir la desaparición de las actividades integradas verticalmente, el libre acceso a la red de transporte y el establecimiento de reguladores independientes que supervisarían el mercado, y que luego se reafirmó en la segunda Directiva de 2003, que refuerza la separación de los operadores de transporte y distribución (TSO y DSO) y fija fechas para la completa liberalización de los mercados.

Por último, la Directiva 2009/72/EC establece la completa separación de las actividades, la separación de la propiedad de las redes de transporte y distribución, también fortalece los derechos de los consumidores y crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores Nacionales (HACER).

El objetivo de la liberación del sector eléctrico, debe proveer beneficios a largo plazo para la sociedad y asegurarse que gran parte de los mismos fueran a parar a los consumidores finales (Paul Joskow, 2008).

La consecución de la plena liberalización de la generación ha llevado a la creación de mercados mayoristas regionales también conocidos como pools, en ellos, como ya se ha explicado en el apartado 2 de este mismo capítulo, los agentes realizan las transacciones de compra y de venta de energía eléctrica.



En países como España e Italia dichas ofertas se realizan de forma individualizada para cada una de las centrales de producción e independientes de las ofertas de compra. Sin embargo, en países de Centroeuropa, como Alemania o Francia, cada agente realiza sus ofertas una vez haya realizado su propio balance, entre producción e importaciones, y las ventas y exportaciones. De esta forma, si dicho balance está compensado, solamente necesitarían gestionar la energía de desvío en el mercado de servicios complementarios, explicado anteriormente.

Esta forma de gestionar el mercado, genera una tendencia beneficiosa. Son los agentes quienes deciden ir al mercado si en él obtienen un mejor precio que compense sus costes de producción, sin el deber de hacerlo por la legislación, y dotándoles de una mayor flexibilidad para gestionar su riesgo.

En los últimos años se han creado distintos mercados organizados (figura nº 6): OMIE (España y Portugal), Nord Pool Spot (países nórdicos), EPEX Spot (Francia, Alemania y Centro Europa), APX (Reino Unido) o GME (Italia y Eslovenia). La integración parcial es el primer paso para el acoplamiento de 29 mercados eléctricos, divididos en dos regiones South Western Europe (SWE) y North Western Europe (NWE).

Mercado Interior de la Energía



Figura nº 6– Mercado Interior de la Energía
Fuente: Europex

En mayo de 2014 se realizó con éxito el acoplamiento de los mercados eléctricos. De esta forma, operan con un sistema común para el cálculo del precio de la electricidad en los mercados diarios, a través de la solución Price Coupling of Regions (PCR).

Una vez completado el acoplamiento de los mercados del Noroeste (NWE) y del Suroeste (SWE), se acordó cambiar el nombre de los proyectos con el objetivo de unificar. Se acordó llamarlo Multi-Regional Coupling (MRC) para no diferenciar zonas geográficas concretas y así poder integrar progresivamente a todos los países que fueran uniéndose.

A primeros de febrero de 2016, el MRC ya integraba 19 países que están totalmente acoplados y dos países más, que perteneciendo a MRC, temporalmente no gestionan las interconexiones (Bulgaria y Croacia). Además, hay 4 países que utilizan el algoritmo y que están acoplados entre sí, pero no integran el MCR, son los integrantes del proyecto 4MMC (Hungría, Rumanía, República Checa y Eslovaquia); estos 4 países no

están acoplados al resto de países del continente por el momento (figura nº 7).

Aparte de los países integrantes de los proyectos MRC y 4MMC hay otros dos países que usan el algoritmo del PCR pero de forma independiente (Serbia, desde febrero de 2016, y Suiza, desde febrero de 2014).

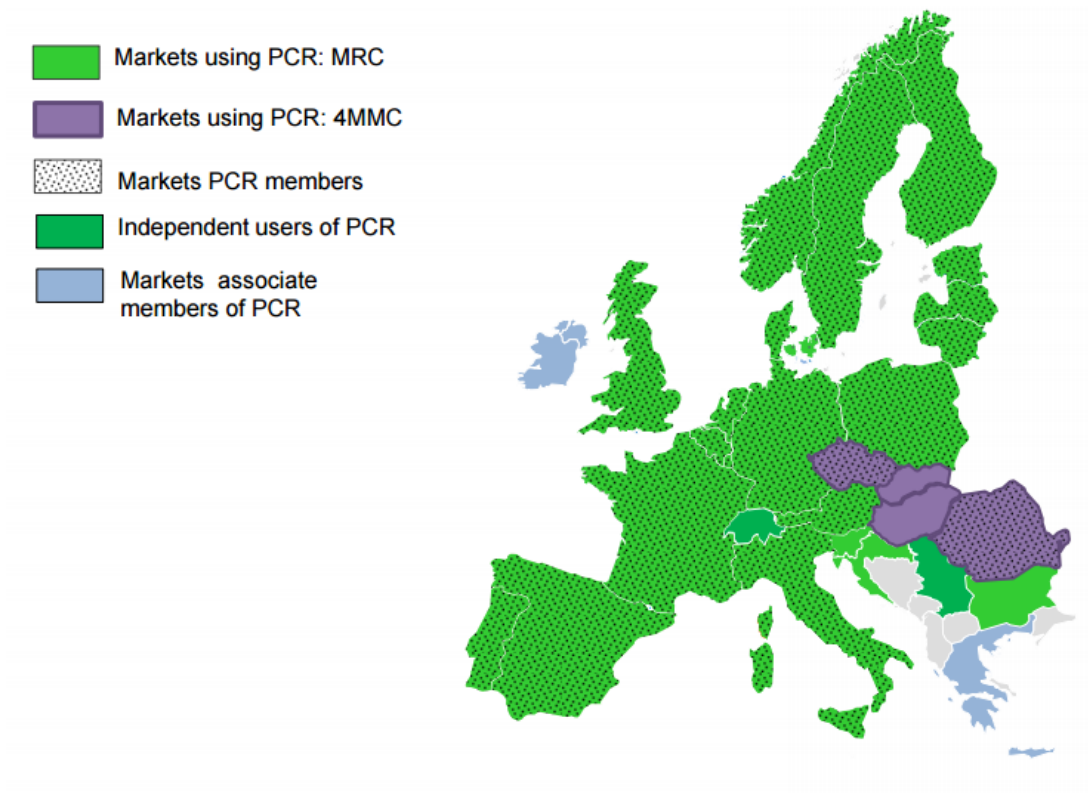


Figura nº 7– Mercado Europeo de la Energía
Fuente: Epex

Después del éxito considerado en el hito del acoplamiento, la Comisión Europea propone una nueva estrategia, que impulsa una Unión Energética en la que los ciudadanos estén en el centro del sistema participando activamente en el mercado, se vean protegidos en caso de vulnerabilidad y se beneficien de las ventajas derivadas de las nuevas tecnologías (Mejía Gómez PJ, 2016)



Dicha estrategia fue recogida en el nuevo acuerdo publicado “Un nuevo acuerdo para los consumidores de energía” publicado el 15 de Julio de 2015.

Como ha quedado expuesto, el sector del mercado eléctrico ha evolucionado de manera muy importante en los últimos años. Teniendo en cuenta este marco, y el objetivo de la Comisión Europea de capacitar a los consumidores para que puedan participar activamente en el mercado, el objetivo de esta tesis no solo dará respuesta a la necesidad de las compañías eléctricas, productores y empresas relacionados con el sector energético, sino que también cubrirá la necesidad que tendrán los ciudadanos de cara a la nueva transformación del sector energético, pues el algoritmo desarrollado les permitirá tener el conocimiento del precio del mercado diario en un corto plazo, siendo este un paso crucial para reducir su factura energética.



5. PRINCIPALES CONTRIBUCIONES

El comportamiento del mercado de electricidad, además de estar determinado por la legislación que rige el país, está determinado por otros factores como son la coexistencia de una gran variedad de tecnologías de producción, la imposibilidad de almacenar en el medio y largo plazo la electricidad, la variación de la meteorología, la expectativa de los precios de combustibles, la alta volatilidad, la no estacionariedad y no linealidad (Mugele et al., 2005, Nogales et al., 2002),etc .

Se han aplicado distintos modelos para predecir los precios de otros productos básicos (E.Weis et al., 2000), como el petróleo o el gas natural.

De la misma forma, la predicción del precio del mercado eléctrico ha sido abordada mediante diversos modelos y metodologías, siendo los más referenciados los modelos de series de tiempo, redes neuronales, ARIMA, GARCH, método Montecarlo y métodos híbridos.

De la literatura internacional cabe destacar el modelo ARIMA propuesto por Contreras et al. (2003), para pronosticar los precios de la electricidad de los mercados de España y California. La media de error fue del 10% para el mercado eléctrico español y del 5% para el mercado mayorista de electricidad de California.

Conejo et al. (2005) utilizan la Transformada de Waveley y el modelo ARIMA para la predicción de precios en el corto plazo. En este caso la serie histórica de precios se descompone usando la transformada de Wavelet, luego se pronostican los valores de la serie utilizando el modelo ARIMA. Las predicciones con ARIMA permiten, a través de la transformada inversa de Wavelet, reconstruir el comportamiento de las series de los precios.

Los precios por hora han recibido una atención bastante limitada en la literatura, en concreto cuando se trata de previsión. Cuaresma et al. (2004)



y Kristiansen (2012) utilizan diferentes modelos de series temporales autorregresivas para la previsión de precios horarios. Boogert y Dupont (2008) emplean un enfoque estructural basado en un marco de oferta-demanda,

Todas las metodologías utilizadas se basan en los modelos econométricos de series temporales, que han sido convenientemente adaptados. Sin embargo, las diferentes metodologías han sido adaptadas a diferentes características de las variables energéticas, de los precios del mercado diario de electricidad, algunas de ellas teniendo en cuenta únicamente el histórico del precio y la demanda. En este contexto y considerando estas variables como la base de los procesos de decisión, la tesis aporta un estudio exhaustivo de cada variable independiente del precio del mercado diario de electricidad así como el cálculo que tratará de optimizar un valor determinado de cada variable. De esta forma esta tesis presenta una visión más allá del puro análisis estadístico, yendo a las correlaciones que se puedan dar entre las mismas y los factores externos que estipulan cada una con el objetivo de tener con una visión global que permita establecer el grado en el que decretan el precio del mercado.

En el marco de las series temporales, se ha diseñado un algoritmo de predicción, del precio de la energía en un periodo corto de tiempo basado en la combinación lineal de un conjunto de modelos alternativos aportados por el análisis y por tanto en la evidencia científica.

Estos resultados han dado lugar a la siguiente publicación:

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES8330>



**CAPÍTULO 3: IDENTIFICACIÓN Y ESTUDIO DE
LAS VARIABLES INDEPENDIENTES DEL
MERCADO DIARIO**



1. ANTECEDENTES

En este capítulo se analizarán estadísticamente los datos del mercado diario desde el año 2012 hasta el año 2015 para identificar aquellas variables que influyen en mayor medida las variaciones del precio del mercado de electricidad.

Se trata de un paso previo a aplicar un modelo que trate de predecir los precios, el cual consiste en analizar resultados y gráficos obtenidos del tratamiento de la base de datos generada.

La información que se va a utilizar, dónde está disponible y la base de datos generada, que nos permite realizar el análisis del mercado diario, queda expuesta en el Anexo I, Generación de base de datos.

Generada la base de datos el tratamiento se realiza con R, software estadístico y lenguaje de programación (Anexo II).



2. PRECIOS DEL MERCADO DIARIO

En esta sección, se realizará la estadística descriptiva de los precios del mercado diario, incluyendo el análisis numérico y gráfico, con el fin de conseguir una mayor profundidad en el comportamiento de los precios del mercado.

El periodo objeto de estudio seleccionado, de los datos históricos del precio del mercado diario, ha sido desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2015, siendo el número total de datos de 35.064.

Los datos de partida son el periodo temporal y el precio de mercado, a medida que avance el análisis estadístico se añadirán otras variables relacionadas con el tiempo como son los festivos, las horas del día, el día de la semana, el mes y la estación meteorológica, que deben ser estudiadas para establecer la posible estacionalidad.

2.1. ANÁLISIS GLOBAL DEL MERCADO DIARIO

Según la norma UNE-ISO 16269-4:2015, Interpretación estadística de datos, (Parte 4: Detección y tratamiento de valores atípicos), el gráfico de cajas es una de las herramientas más populares para la exploración de datos, pues es útil para mostrar la posición central, la dispersión y la forma de la distribución de un conjunto de datos. Representa en eje vertical u horizontal un resumen de cinco números:

- El mínimo
- El primer cuartil (para un número impar de observaciones, mediana de los $(n-1)/2$ valores observados más bajos, para un número par de observaciones, mediana de los $n/2$ valores observados más bajos)



- La mediana (estadístico de orden $[(n+1)/2]$ -ésimo, si el tamaño muestral n es impar; la suma de los estadísticos de orden $(n/2)$ y $[(n+1)/2]$ dividido por 2, si el tamaño muestral n es par.
- El tercer cuartil (para un número impar de observaciones, mediana de los $(n-1)/2$ valores observados más altos, para un número par de observaciones, mediana de los $n/2$ valores observados más altos)
- El máximo

Este resumen de cinco números nos proporciona información numérica acerca de la posición, la dispersión y el recorrido y es la representación utilizada para el análisis del mercado diario.

El valor máximo del precio del mercado diario a lo largo de los 4 años ha sido de 113,90€/MWh y el valor mínimo ha sido de 0 €/MWh. El valor mínimo de 0€/MWh está establecido por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, como precio instrumental de venta para el mercado diario, el cual difiere de otros países europeos, como en Alemania, el cual está establecido en -150€/MWh.

La mediana es la media entre los valores 17.532° y el 17.533°, cuyo valor es 49€/MWh y el valor de la media es de 45,99€/MWh, representadas en la figura nº 8. Estas medidas de centralización nos dan información sobre “la posición” del precio del mercado diario, es decir los valores en torno a los cuales se sitúan.

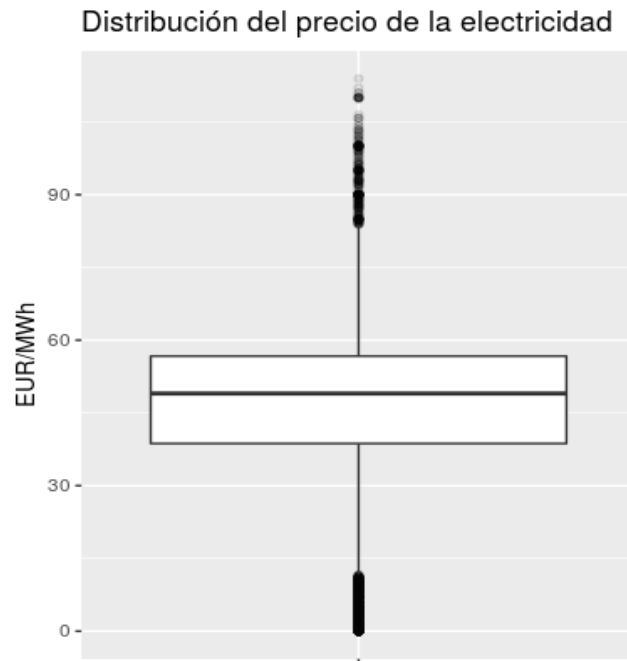


Figura nº 8- Distribución del precio del mercado diario

La mitad de los datos están en el rango intercuartílico [56.7, 38.69], es decir, dentro de 18,01 €/MWh y además podemos observar que los valores están sesgados hacia arriba. Sin embargo, el resto de los datos son muy dispersos, siendo todo el rango [0, 113.92]. Podemos ver una alta volatilidad en los extremos de la distribución, siendo mayor en los valores inferiores, debido a la competitividad y a la variación de la demanda. El histograma de la figura nº 9 nos muestra las frecuencias de esta distribución:

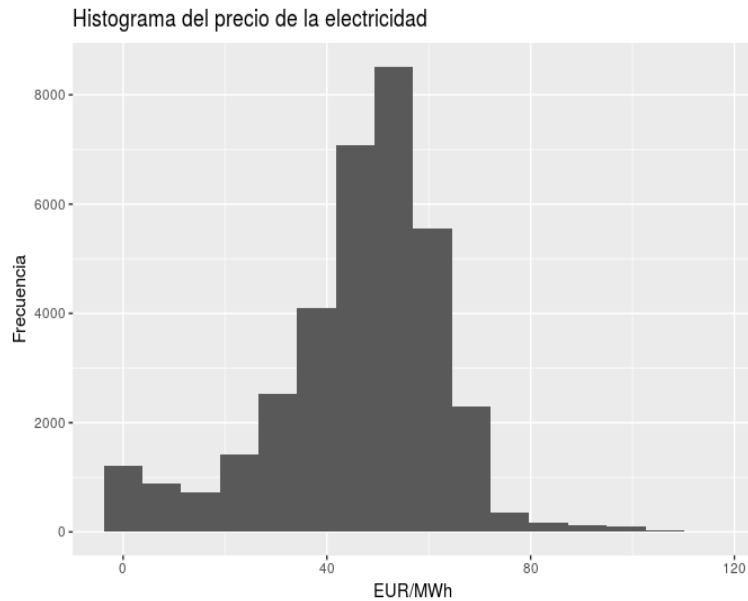


Figura nº 9– Histograma del precio del mercado diario

El histograma presenta una distribución asimétrica a la derecha. También muestra la alta frecuencia de los valores cero y la pequeña frecuencia de los valores más grandes. En el histograma se observa asimismo que los valores extremos están teniendo una gran influencia sobre la media estadística (45,99 €/MWh).

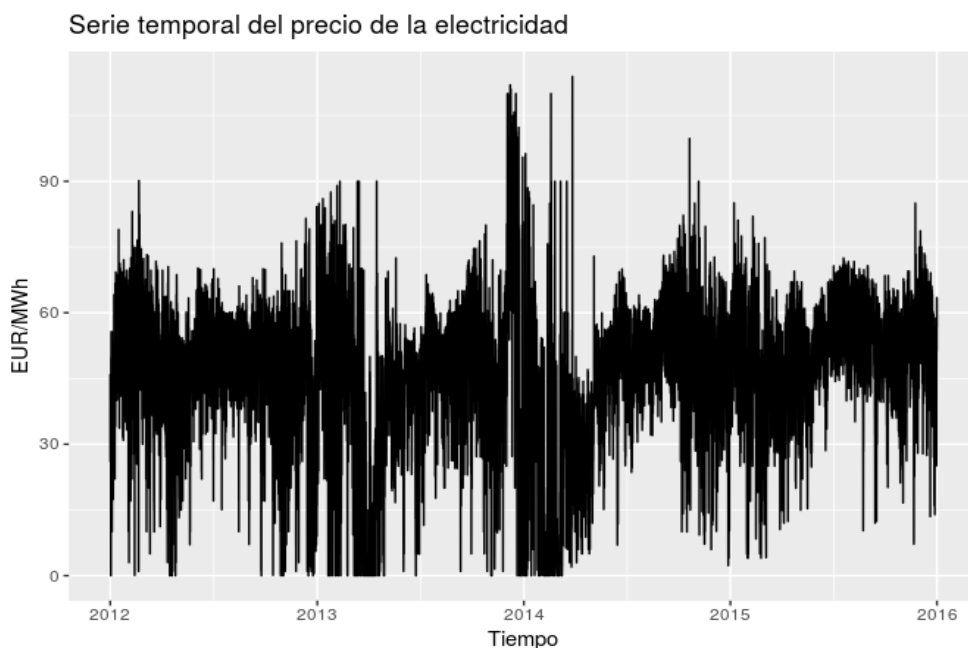


Figura nº 10– Serie temporal del precio del mercado diario

En la representación temporal del precio del mercado de los cuatro años (figura nº 10), vemos de nuevo la volatilidad extrema y, como veremos más adelante, diferentes períodos estacionales.

2.2. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR AÑO

La representación temporal para cada año, figura nº 11, muestra cómo en los meses de verano hay menos volatilidad, es decir, el rango de variación de precios es menor que en el resto del año, que es aparentemente más impredecible. Por otra parte, el comportamiento es bastante diferente entre años.

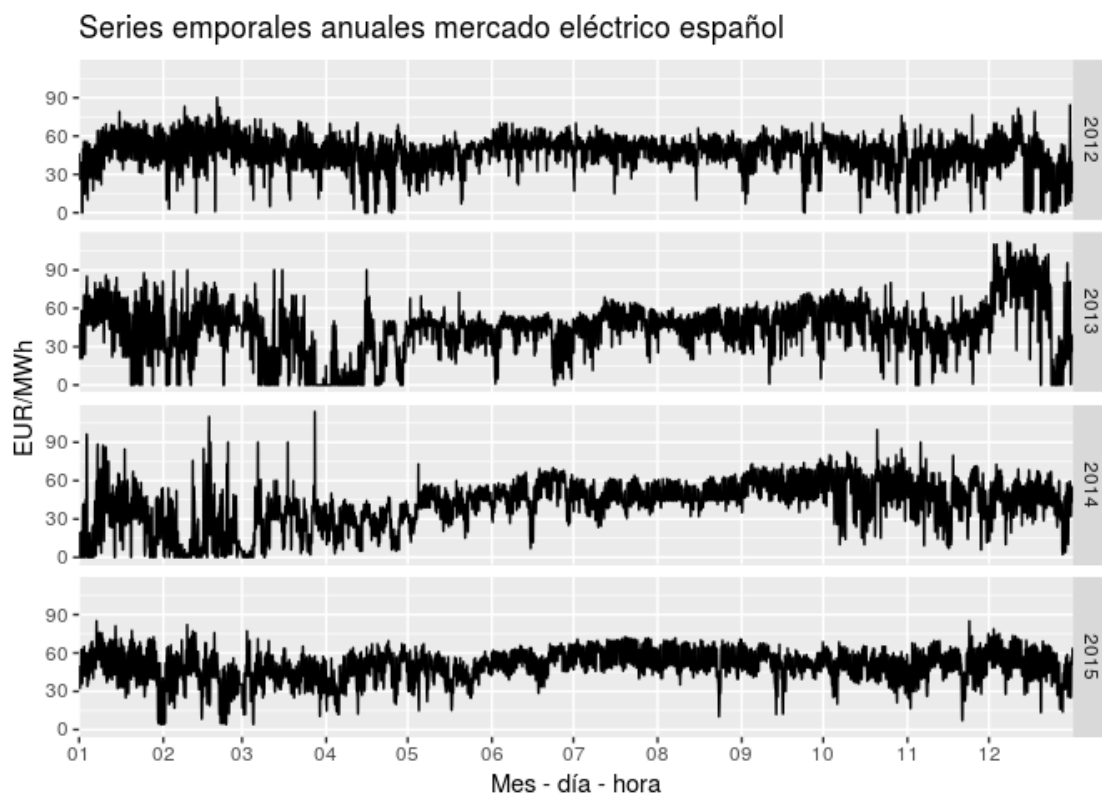


Figura nº 11– Representación temporal del precio del mercado diario por año

En la figura nº 12, se muestra un resumen de cada una de las distribuciones por año. En estos se aprecian como los valores en torno a

los cuales se sitúan los datos son más semejantes entre los años 2012 con 2015 y 2013 con 2014.

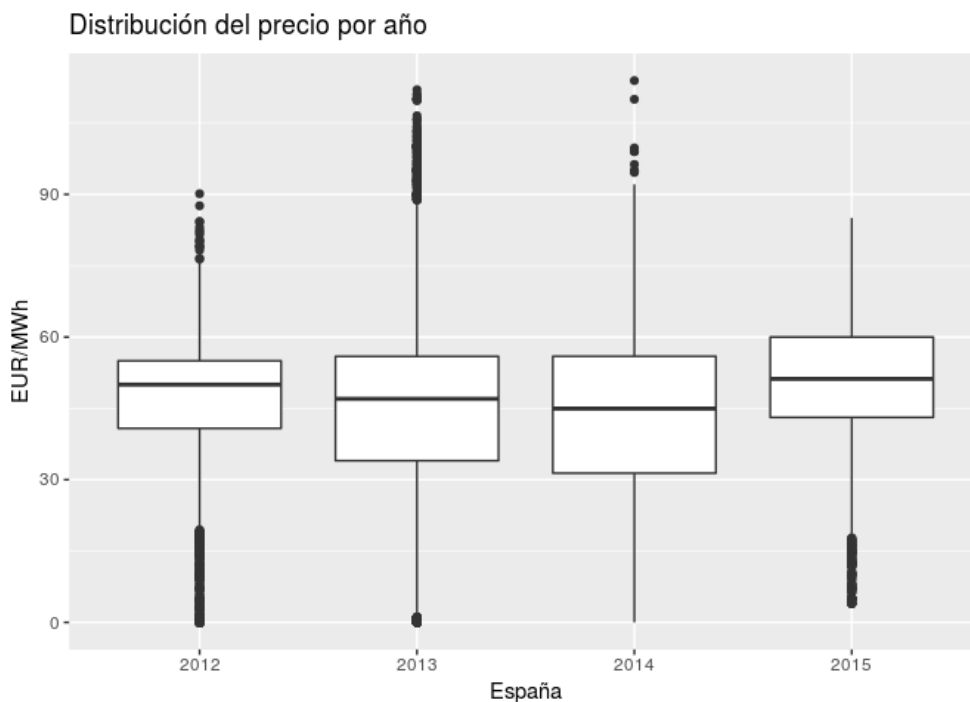


Figura nº 12– Distribución del precio del mercado diario por año

Año	2012	2013	2014	2015
Valor mínimo	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor máximo	90,13	112,00	113,90	85,05
Primer cuartil	40,79	34,00	31,37	43,10
Tercer cuartil	55,00	55,93	55,96	60,00
Mediana	50,00	47,00	44,95	51,20
Media	47,24	44,26	42,13	50,32
Desviación	13,12	20,74	18,66	12,37
IQR	14,21	21,93	24,58	16,90

Tabla 1– Resumen distribución del precio del mercado diario por año

Además de este análisis, se ha extraído un archivo de datos con todos los días que tienen precios de valores atípicos, que nos permitirá determinar la causa de los mismos, estos valores serán analizados una vez se hayan

determinado todas las variables que puedan influir sobre el precio del mercado.

2.3. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR MESES

La distribución de los precios de mercado por meses durante todo el período objeto de estudio se refleja en la figura nº 13. La mayor parte de los valores extremos más grandes aparecen en diciembre de 2013 y febrero y marzo de 2014, mientras que los valores extremos más pequeños son bastante comunes. Podemos ver de nuevo que los precios de verano son más altos en promedio, pero más estables.

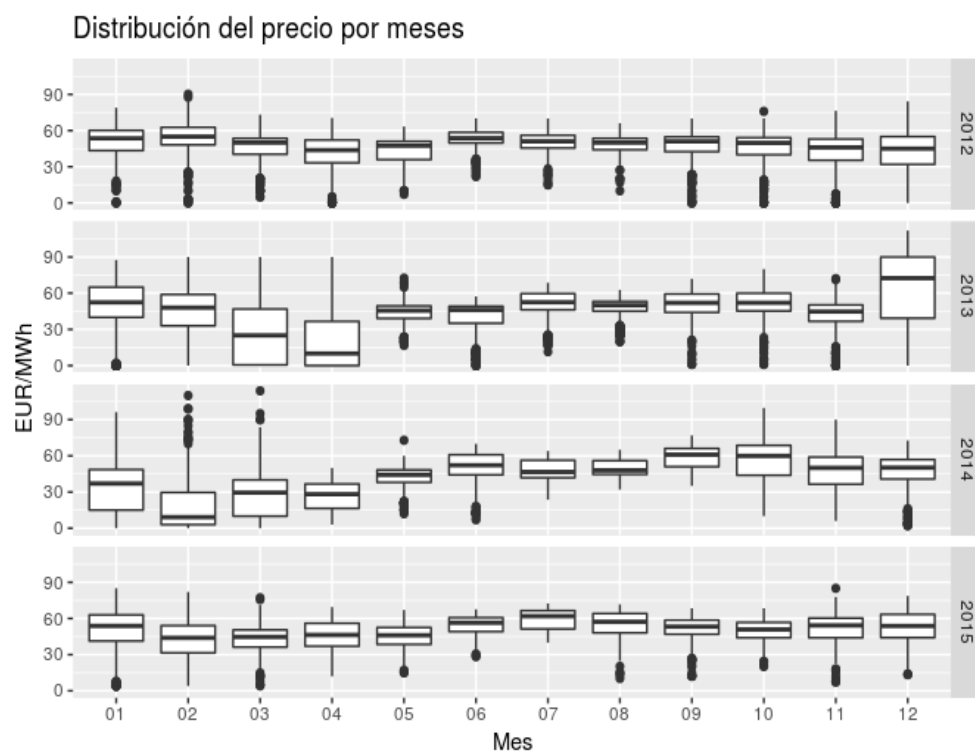


Figura nº 13– Distribución del precio del mercado diario por meses

Para poder ver las diferencias estacionales se han examinado los precios del mercado diario por trimestres, resumiendo el precio mediante la mediana, figura nº 14. En general, podemos ver que el precio del mercado es menor en T1 (invierno), y mayor en T3 (verano). Sin embargo, durante

ciertas horas (aprox. 18h-21h) los precios de T1 se elevan, incluso superando a otros períodos. Esto será importante a la hora de predecir los precios por hora.

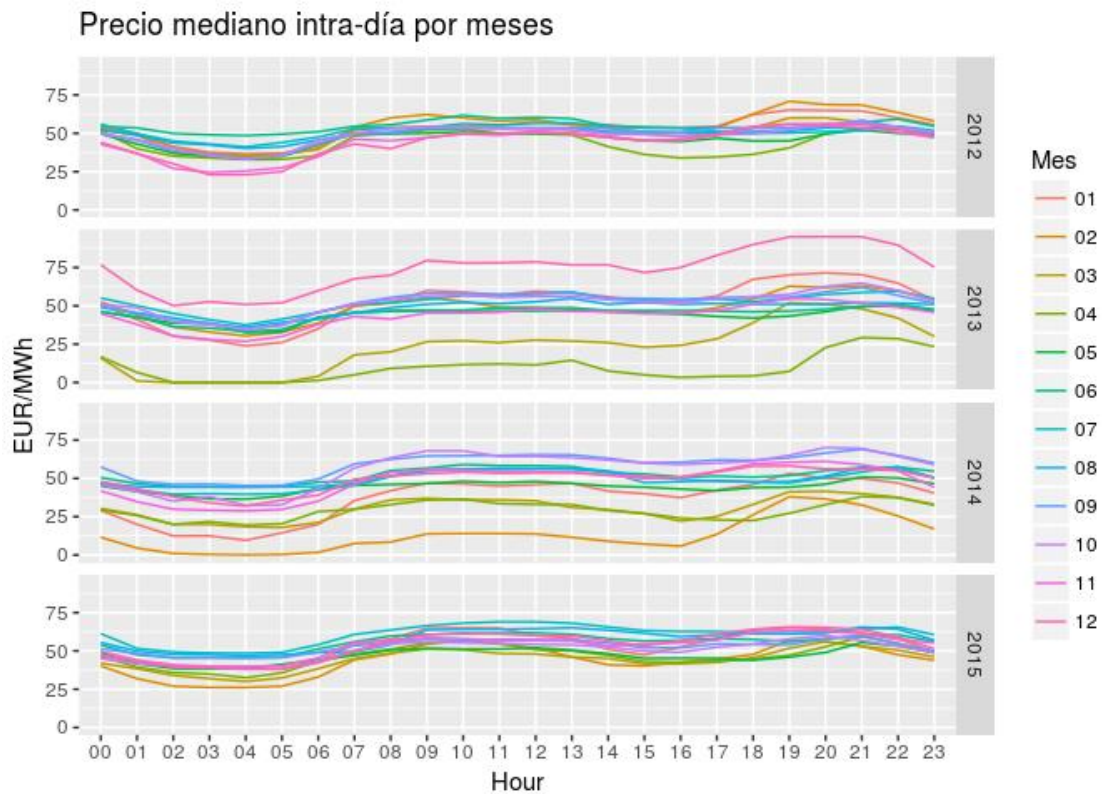


Figura nº 14– Representación temporal del precio del mercado diario por trimestres

Podemos visualizar las distribuciones por año y trimestre utilizando los histogramas (figura nº 15). Las asimetrías a la derecha generadas en las distribuciones del precio del mercado de T1 en 2013 y 2015 y distribuciones bimodales de T3 y de T1 en 2013 y 2014 están relacionadas con las tecnologías que ofertan en el pool. El salto de precio se produce cuando los grupos generadores que se encuentran en su mínimo, están dispuestos a aceptar un precio mucho más bajo antes que parar la producción para luego volver a generar en las épocas de mayor demanda. Por esta razón se analizará en el Capítulo 2 la producción de las diferentes tecnologías y se determinará su correlación con el precio.

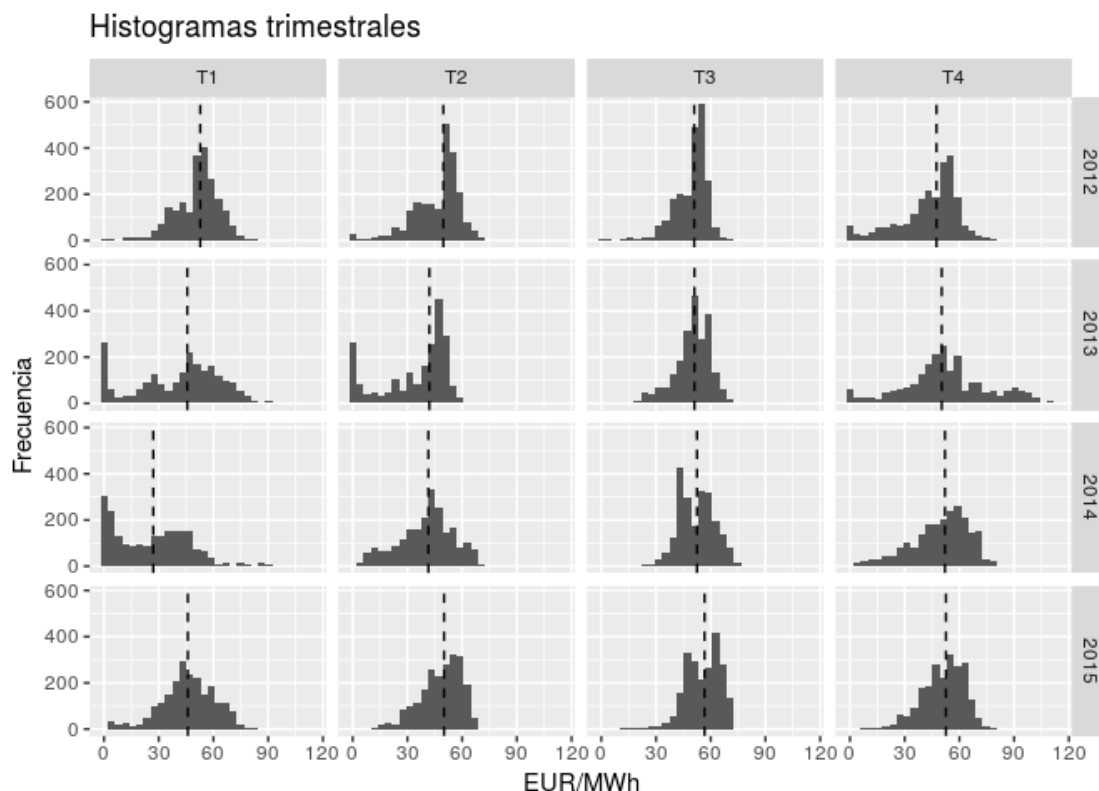


Figura nº 15– Distribución del precio del mercado diario por trimestres

La línea discontinua representa la mediana de los precios de cada trimestre, que son exactamente los reflejados en la tabla 2.

year	T1	T2	T3	T4
2012	52.735	49.720	50.925	47.42
2013	45.615	42.015	51.030	50.30
2014	27.000	41.500	52.455	52.10
2015	45.920	50.100	56.585	52.61

Tabla 2– Mediana del precio del mercado diario por trimestre

2.4. ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO POR DÍAS Y HORAS

En primer lugar, vamos analizar los perfiles horarios por día del mes. En la figura nº 16, la línea será más oscura, cuanto más cerca este del inicio del mes. Durante 2015 se aprecia que los precios son más altos al comienzo del mes, sin embargo, no se obtiene un patrón claro para 2012-2014.

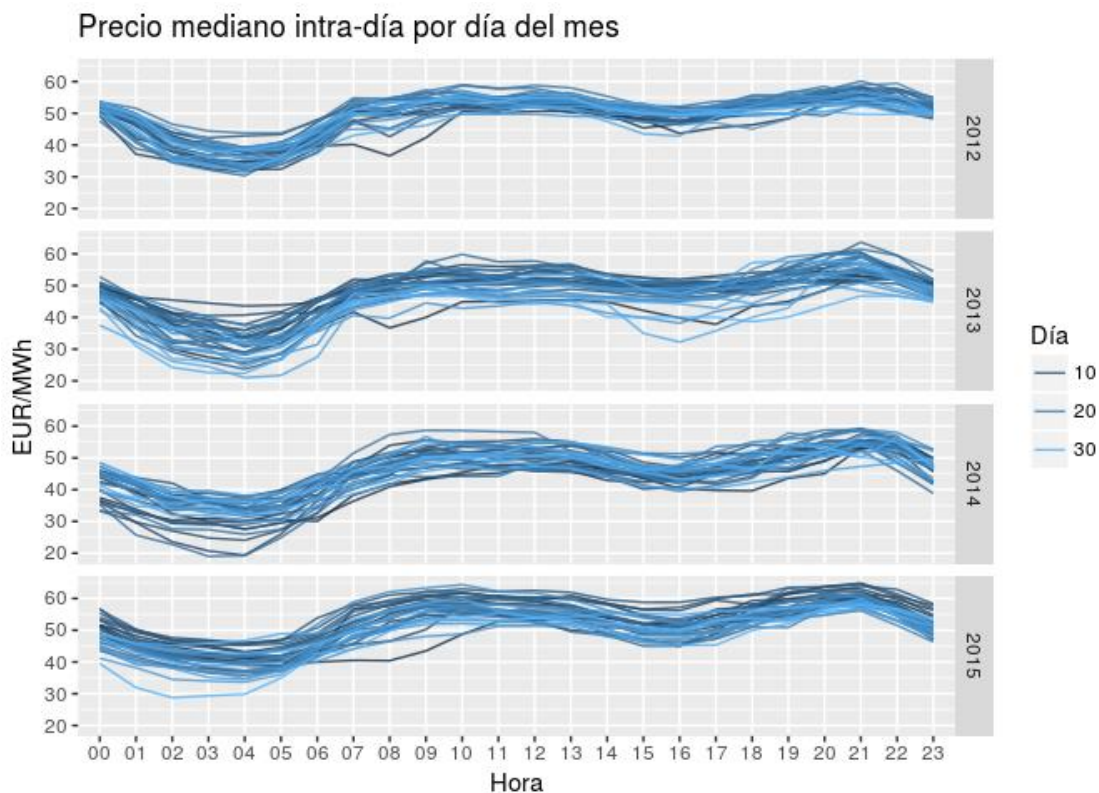


Figura nº 16– Distribución del precio del mercado horario por día del mes

El factor más probable que nos permite establecer un patrón de estacionalidad es diferenciar entre días de la semana, como muestra la figura nº 17. Se aprecia una clara diferencia entre el sábado el domingo y el resto de días de la semana. Sin embargo, por las noches la diferencia es mínima.

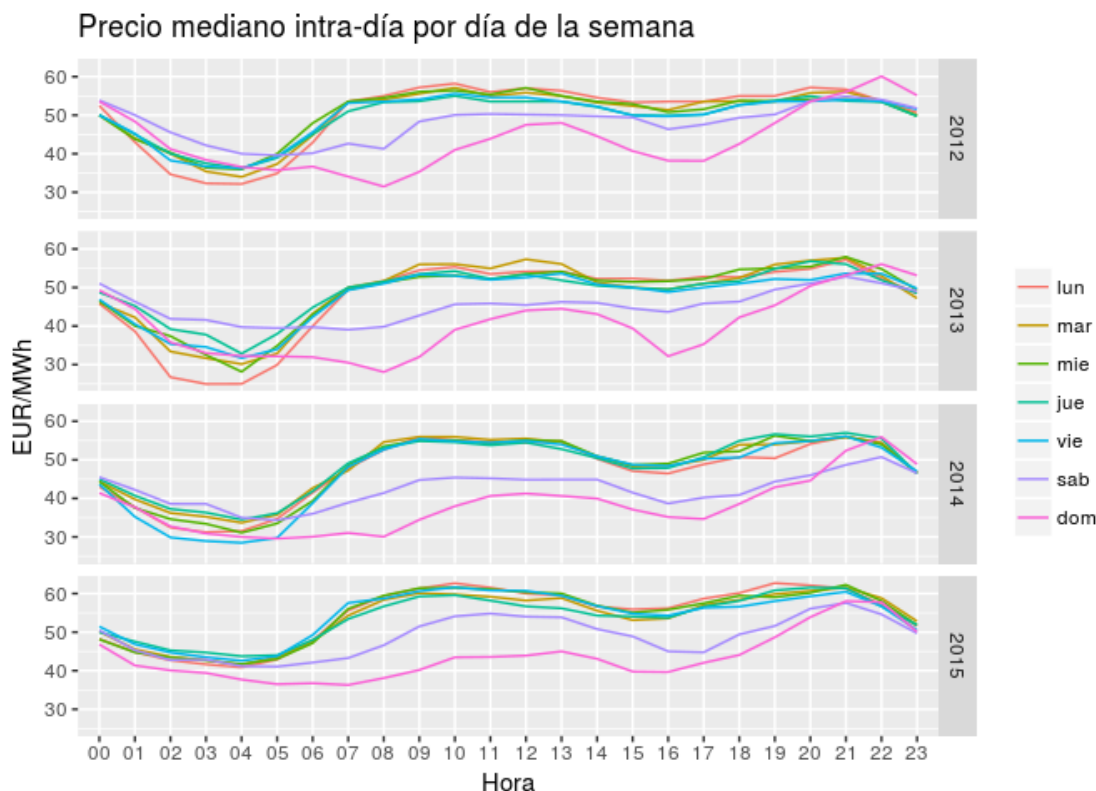


Figura nº 17– Distribución del precio del mercado horario por día de la semana

Cabe destacar también que las curvas de distribución del precio del mercado diario por día de la semana siguen un perfilado muy similar al que sigue la curva de demanda eléctrica. La demanda sigue los mismos patrones, teniendo las horas valles desde las 22h hasta las 8h y los picos máximos de 11h a 14h y de 18h a 22h.

La razón de estos patrones se justifica por el patrón de consumo de los principales segmentos de los consumidores. En la mayoría de los casos, los principales consumidores de energía eléctrica son los sectores industrial y residencial. El primero se caracteriza por un pequeño número de consumidores con un elevado consumo y, el segundo, por un elevado número de consumidores con un bajo consumo eléctrico.

La demanda eléctrica no sólo tiene patrones diarios, sino que también se aprecian fluctuaciones dependiendo del mes, año, etc. al igual que hemos podido ver que ocurre con los precios del mercado diario, por esta razón en



Capítulo 2 se analizará la demanda eléctrica como una variante y así poder analizar su influencia sobre el precio.

2.5. MODELO INICIAL

Realizada la estadística descriptiva de los precios del mercado se obtiene un modelo de la serie temporal univariante, un modelo que explica la evolución de una variable a lo largo del tiempo, con el fin de obtener un modelo inicial previo al estudio de las variables que influyen sobre el precio del mercado diario.

El mejor modelo a utilizar depende de la disponibilidad de datos históricos pues existen varias alternativas para el pronóstico de series temporales (Akram, M., Hyndman, R. J., & Ord, J. K. (2009), Bowerman, B. L., Koehler, A. B., & Pack, D. J. (1990), Box, G. E. P., Jenkins, G. M., & Reinsel, G. C. (2008))

En esta ocasión, ajustamos un modelo ARIMA, es decir un Modelo Autorregresivo Integrados de Medias Móviles.

Entendemos un modelo como autorregresivo (AR) si la variable endógena de un período t , es explicada por las observaciones de ella misma correspondientes a períodos anteriores, añadiéndose como en los modelos estructurales, un término de error (dicho error se designa como ruido blanco).

Los modelos autoregresivos se abrevian con la palabra AR tras la que se indica el orden del modelo: AR(1), AR(2),....etc. El orden del modelo expresa el número de observaciones retasadas de la serie temporal analizada que intervienen en la ecuación. Así, por ejemplo, un modelo AR(p) tendría la siguiente expresión:



$$Y_t = \phi_0 + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + a_t$$

Un modelo de medias móviles es aquel que explica el valor de una determinada variable en un período t en función de un término independiente y una sucesión de errores correspondientes a períodos precedentes, ponderados convenientemente. Estos modelos se denotan normalmente con las siglas MA, seguidos, como en el caso de los modelos autoregresivos, del orden entre paréntesis. Así, un modelo con q términos de error MA(q) respondería a la siguiente expresión:

$$Y_t = \mu + a_t + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + \dots + \theta_q a_{t-q}$$

Si combinamos autoregresión y un modelo de media móvil, se obtiene un modelo ARIMA no estacional. En su forma más general el modelo ARIMA(p,d,q) ARIMA(P,D,Q,)S podría escribirse como:

$$Y_T = \varphi_1 Y_{T-1} + \varphi_2 Y_{T-2} + \dots + \varphi_{P_s+p+D_s+d} Y_{T-P_s-p-sD-d} + \delta + U_T + \theta_1 U_{T-1} + \dots + \theta_{Q_s+q} U_{T-sQ-q}$$

Entendiendo que puede haber más de un proceso generador de la serie (en la parte regular y en la estacional) y escribiendo una combinación de los modelos MA(q) y AR(p) que han precisado de una serie de diferenciaciones "d" en la parte regular o "D" en la parte estacional para que fueran estacionarios.

Para la obtención del modelo se utiliza R, software para el análisis estadístico, cuya codificación queda expuesta en el Anexo II y obteniendo como modelo seleccionado, ARIMA (5,1,3). En la figura nº 18 se muestran

los residuos del modelo ajustado, entendiendo como residuo la diferencia entre el valor observado y la del valor ajustado:

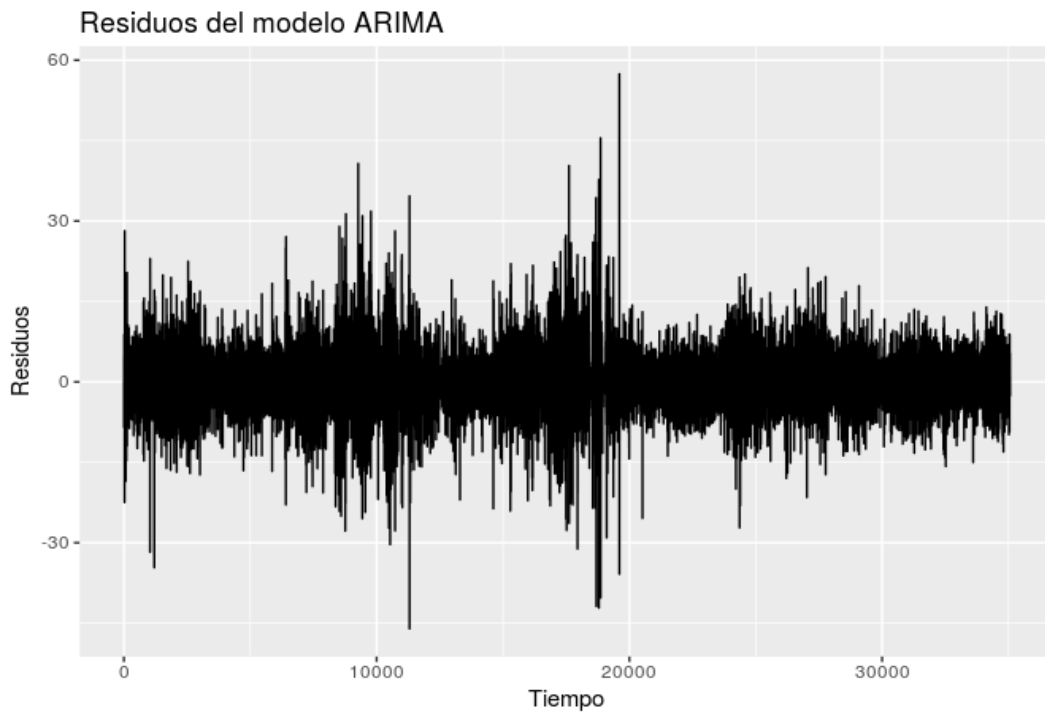


Figura nº 18– Residuos del modelo ARIMA

Podemos ver que tenemos ruido blanco en los más recientes, mientras que en varios períodos de tiempo la varianza es mayor.

Si nos fijamos en los errores de la estimación de nuevo, de los últimos cinco días (120 observaciones), se observa que más de la mitad de los errores de estimación son inferiores al 5%, el 22% son superiores a 10%, y el error absoluto promedio es de 6.66 % (figura nº 19).

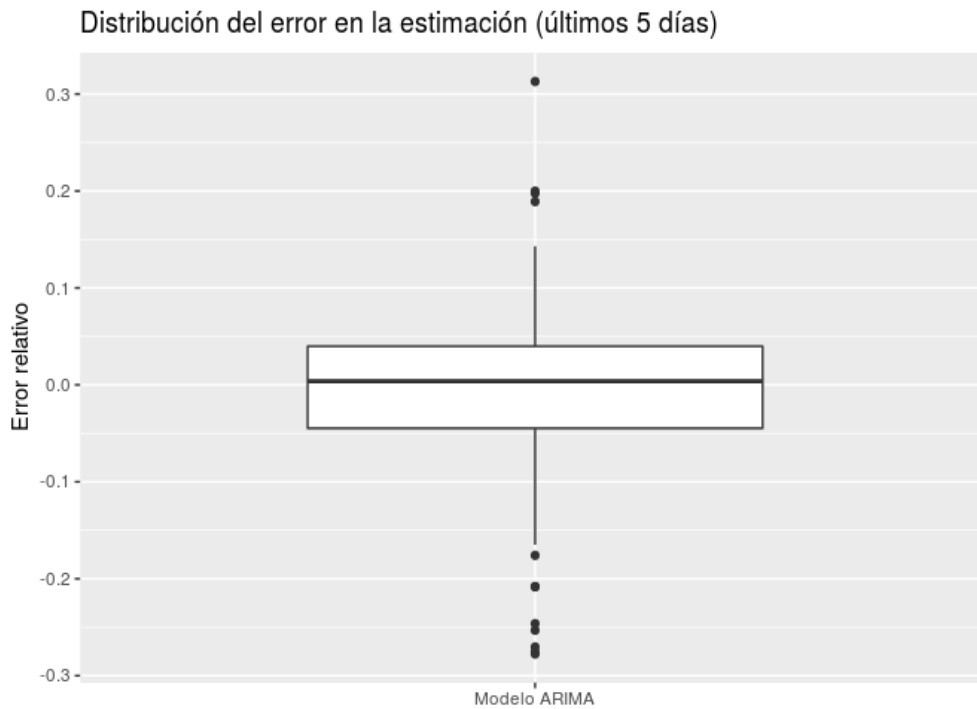


Figura nº 19– Distribución de la predicción del precio-Modelo ARIMA

El modelo ajustado ARIMA, ha permitido comprender mejor la estructura y evolución de los precios, y ver la alta influencia de los precios más recientes.

Para cumplir el fin último de la tesis, la predicción del precio del mercado diario de 5 días, podemos determinar que necesitaremos aplicar modelos de predicción más allá de ARIMA, pero que tendrán en cuenta estas premisas obtenidas. Este modelo previo univariante solo utiliza la información de la serie y por tanto es muy escasa si la comparamos con la información que proporcionan las series multivariantes, de las que se dispondrá finalmente..



2.6. ANÁLISIS DE VARIANZA

Las variables independientes temporales que hemos obtenido en el análisis del precio del mercado diario son la hora, los días de la semana, la estación meteorológica, los festivos y el día del mes.

Para poder determinar los patrones se realiza un análisis de varianza de la variable dependiente, el precio del mercado diario, utilizando un modelo ANOVA. Este modelo se ha utilizado en el pronóstico de numerosas variables relacionadas con el precio, como la demanda de electricidad (Azadeh, A.; Ghaderi, S.F. y Sohrabkhani, S.(2007)).

El modelo ANOVA es un procedimiento que permite dividir la varianza de la variable dependiente en dos o más componentes, cada uno de los cuales puede ser atribuido a una fuente (variable o factor) identificable.

(Valor observado) = Σ (efectos atribuibles) + Σ (efectos no atribuibles o residuales)

El valor observado se refiere al que se obtiene en la variable cuantitativa dependiente. Los efectos atribuibles son parámetros o variables aleatorias que son el resultado de cambios en los factores o variables independientes y, por tanto, atribuibles a ellos. Aquellos efectos no atribuibles a ningún factor controlado se denominan efectos residuales o variables aleatorias residuales.

Al igual que con el modelo ARIMA, R nos permite obtener el modelo ANOVA y extraer la tabla de resultados.

Este modelo nos proporciona diferencias significativas entre cada año. Si observamos los resultados del último año podemos establecer los siguientes grupos de las variables independientes analizadas:



- Hora

El modelo ANOVA establece sobre el análisis de varianza de las horas un total de 16 grupos (tabla 3). Debido al número elevado de grupos establecido, motivado por la diferencia de comportamiento del precio en las distintas horas del día, se desecha la clasificación obtenida y se mantiene las 24 horas del día.

Hora	Media	Grupo
21	59,06	A
20	58,08	A
10	56,26	B
19	56,03	B
22	55,79	BC
11	55,78	BC
9	55,13	BCD
12	55,12	BCD
13	54,41	CD
18	53,7	DE
8	52,24	EF
4	51,74	F
17	51,02	FG
23	50,98	FG
7	49,48	GH
15	49,41	H
16	49,29	H
0	48,25	H
6	44,44	I
1	43,39	I
2	40,39	J
5	39,84	JK
3	39,31	JK
4	38,64	K

Tabla 3 – Grupos del precio del mercado diario por hora



- Días de la semana

El análisis de la variable independiente de los días de la semana permite establecer tres grupos muy diferenciados, tabla 4. De lunes a viernes la demanda crece y el precio es superior al del fin de semana, por el mismo motivo, se produce también la diferencia en precio entre el sábado y el domingo.

Día de la semana	Media	Grupo
Lunes	52,65	A
Martes	52,8	A
Miércoles	52,72	A
Jueves	52,81	A
Viernes	52,79	A
Sábado	47,36	B
Domingo	41,09	C

Tabla 4– Grupos del precio del mercado diario por días de la semana

- Día del mes

El modelo ANOVA establece sobre el análisis de varianza del día del mes un total de 20 grupos. Esto puede resultar engorroso para la predicción por lo que esta clasificación queda desechada, y por este motivo se omite la tabla.

- Estaciones meteorológicas

Las condiciones meteorológicas tienen una clara influencia sobre el precio, resultando de su análisis cuatro grupos, uno por cada estación meteorológica, tabla 5.



Estaciones meteorológicas	Media	Grupo
Verano	56,64	A
Otoño	50,98	B
Invierno	49,14	C
Primavera	44,52	D

Tabla 5– Grupos del precio del mercado diario por estaciones

- Festivos

Del mismo modo que ocurre con los días de la semana, la jornada laboral, es decisiva en la demanda y por tanto hay una clara tendencia diferenciadora entre los días festivos y los que no, tabla 6

Festivo	Media	Grupo
No Festivo	50,65409	A
Festivo España o Portugal	45,45179	B

Tabla 6– Grupos del precio del mercado diario por festivos

Otra variable a incluir en los modelos ajustados y con el objetivo de recoger toda la estructura temporal es el último valor disponible.

2.7. ANÁLISIS CLUSTER

Una vez establecidos los grupos de las variables consideradas realizamos un análisis Cluster (es un conjunto de técnicas multivariantes utilizadas para clasificar a un conjunto de individuos en grupos homogéneos) para poder realizar una clasificación de los precios del mercado en grupos homogéneos (F. Martínez-Alvarez, A. Troncoso, J. C. Riquelme, and J. M. Riquelme, 2007).

Para ello se ha seleccionado una clasificación jerárquica, es decir, se realizan particiones sucesivas, siguiendo una prelación o jerarquía, decreciendo la homogeneidad conforme se van haciendo más amplios. Este

agrupamiento jerárquico está basado en la distancia de Gower (Gower, J.C., 1971)) (el método de la mediana), tratando 12 grupos.

Especificamos esa estructura mediante el diagrama arbóreo o dendograma de la figura nº 20.

Dendrograma - Precios horarios

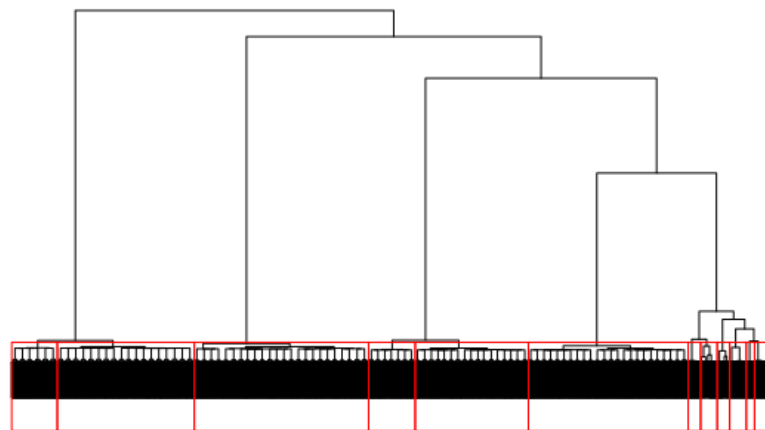


Figura nº 20– Dendograma Cluster

La representación gráfica de los 12 grupos, figura nº 21, nos denota de nuevo que la diferenciación se puede realizar de manera más exhaustiva. Como se ha indicado, en los siguientes capítulos se realizarán el estudio de nuevas variables que se incorporarán al conjunto de datos y así poder construir el modelo de predicción de precios.

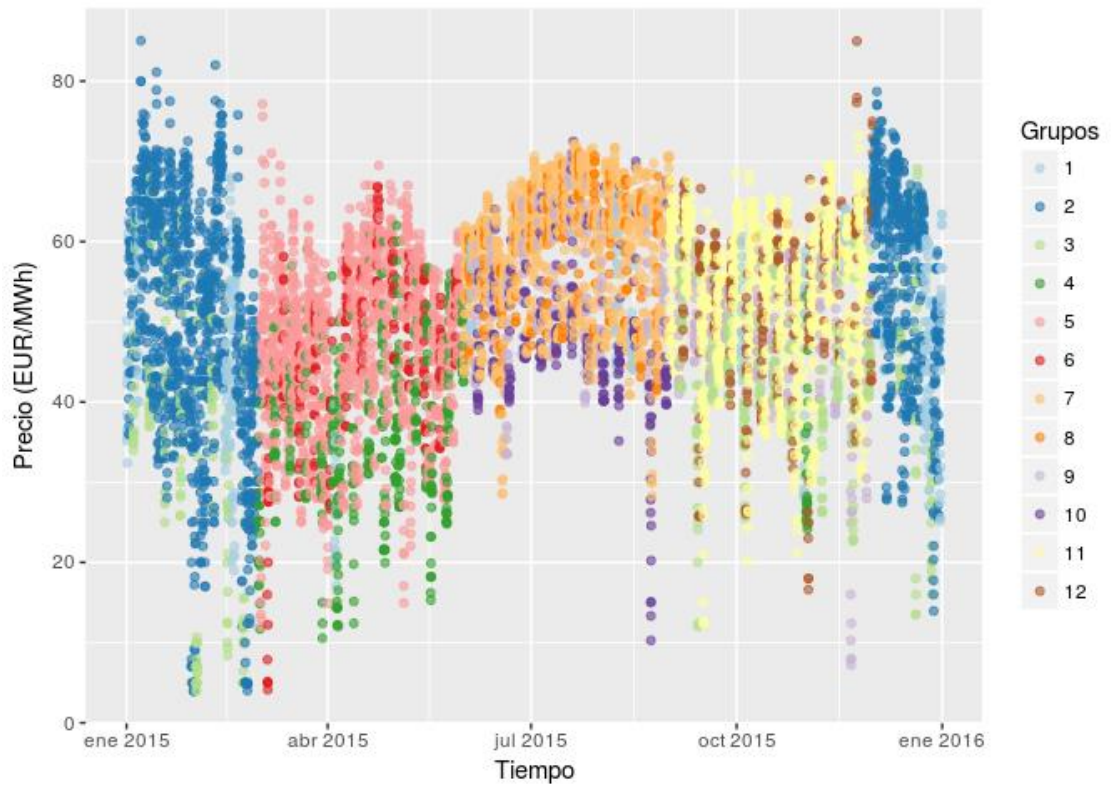


Figura nº 21– Análisis Cluster



3. ANÁLISIS VARIABLES PREDICTIVAS

Como quedó de relieve en el estudio estadístico del precio del mercado diario, es imprescindible analizar todas las variables que tengan una correlación con el precio del mercado mayorista de electricidad, para la obtención de su predicción.

Como en el resto de la UE, el precio se establece a partir del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda, véase el apartado 2 del Capítulo 2. Además, el mercado de la electricidad ha evolucionado, en la mayoría de los países europeos, desde transacciones con entrega al contado o spot a transacciones con entrega a plazo (mercado a plazo).

Por esta razón el estudio de todas las variables se integrarán en tres grandes grupos: Generación, Demanda y Otros; expuestos en la figura nº 20, Variables Predictivas

En el grupo de Generación se ha incluido los enlaces internacionales, por ser energía que se aporta al sistema.

La obtención de los datos analizados en esta sección queda expuesta en el Anexo I.

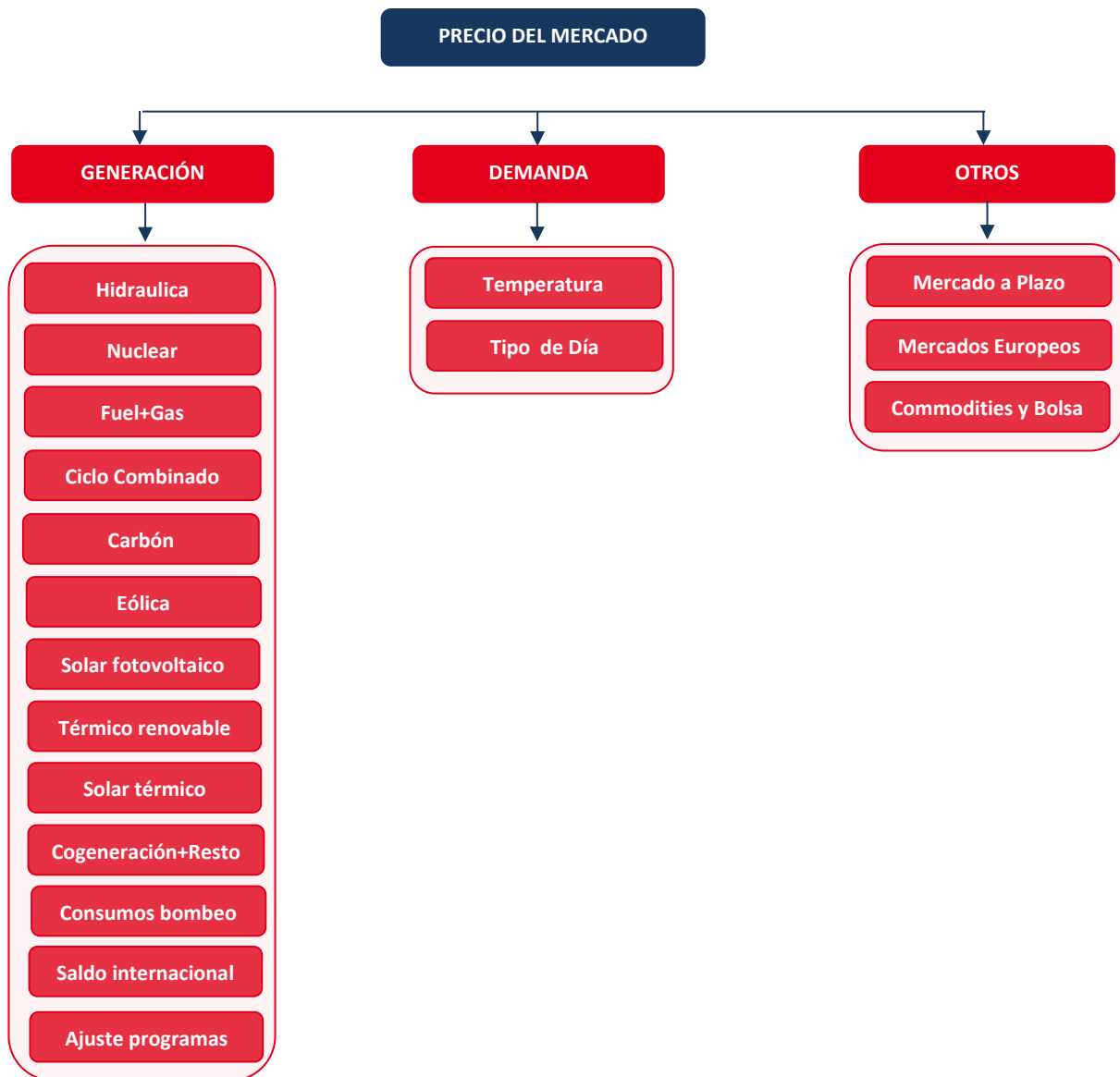


Figura nº 20. – Variables Predictivas



3.1. VARIABLES DE GENERACIÓN

En la actualidad, España tiene una gran cantidad de potencia de producción de energía eléctrica instalada, 108.299 millones de vatios (MW) a finales de 2015, distribuidos entre las distintas tecnologías de generación de acuerdo a la tabla nº 7:

Tecnología de Generación	Potencia Instalada (MW)	Energía Generada (GWh)
Hidráulica	20.790	31.405
Nuclear	7.866	56.796
Carbón	11.482	56.672
Fuel/gas	2.784	6.891
Ciclo combinado	27.199	30.217
Eólica	23.003	48.380
Solar fotovoltaica	4.667	8.264
Solar térmica	2.300	5.158
Térmica renovable	989	4.930
Cogeneración y resto	7.219	27.183
Generación neta	108.299	268.057

Tabla 7– Tecnologías de generación 2015

Junto a la generación neta de 268.057 GWh, el balance eléctrico anual se cerró en 2015 con -4.497 GWh en Consumo en bombeo, 0 GWh en el Enlace Península Baleares y -467 GWh en los Intercambios Internacionales, abasteciendo por tanto una demanda de 263.094 GWh.

Las diferentes tecnologías empleadas en la generación de electricidad se distinguen unas de otras por su coste variable y su flexibilidad, es decir, su capacidad para variar su potencia en un determinado periodo de tiempo. En base a estos dos conceptos, las tecnologías de producción presentan ofertas de venta teniendo una repercusión diferente sobre el precio final del mercado diario.

Previamente a realizar un estudio detallado de cada tecnología, se ha obtenido mediante R, la correlación lineal (coeficiente de Pearson) entre el



precio, la demanda, las distintas tecnologías y consumos para el periodo de Enero de 2012 hasta Diciembre de 2015. La figura nº 22, muestra una representación de estas correlaciones y su intensidad.

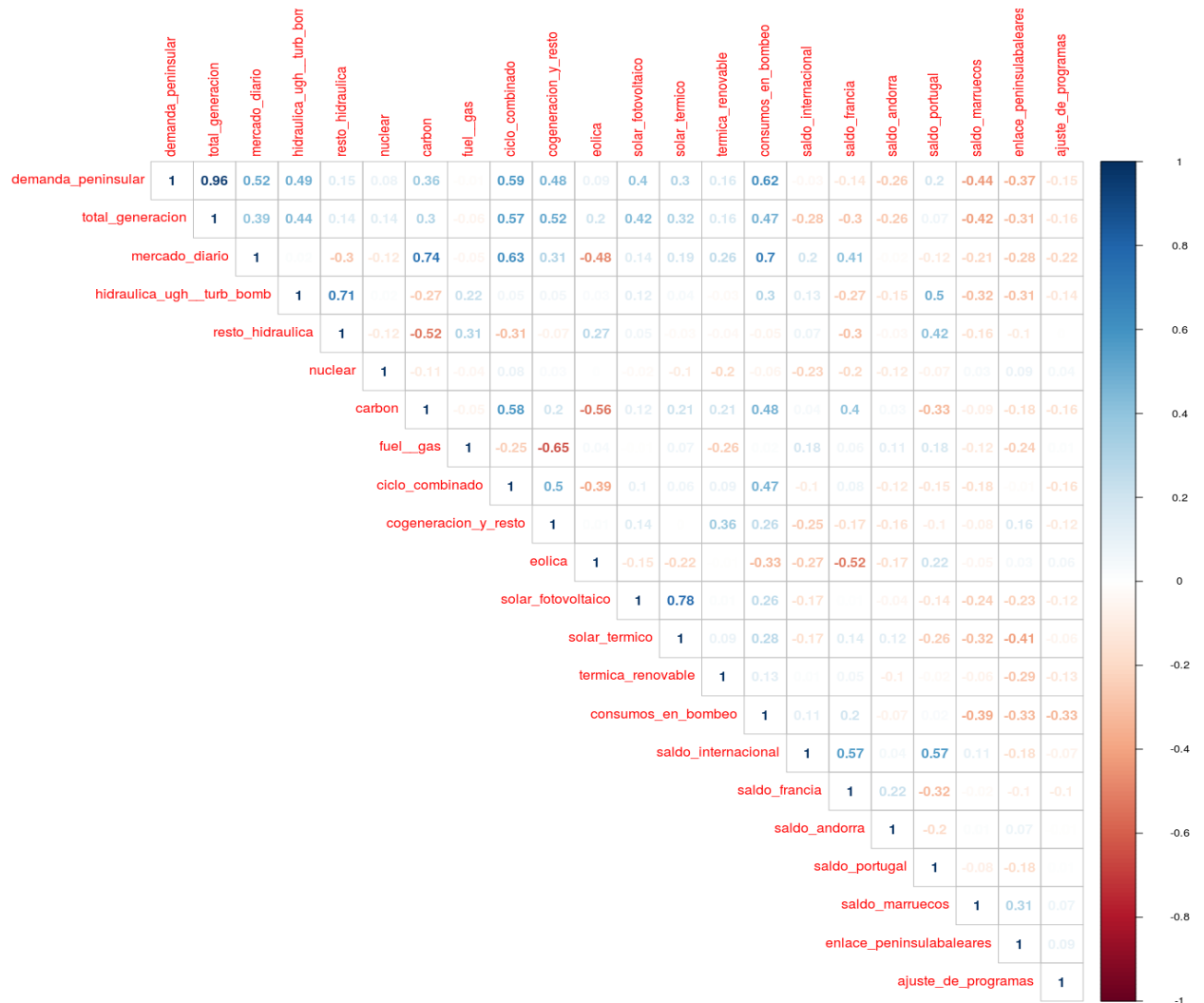


Figura nº 22– Correlación lineal-variable de generación

Se considera que existe una correlación apreciable entre las variables cuando el coeficiente de correlación de Pearson es superior a 0,7 en valor absoluto.



De las relaciones más significativas superiores a 0,7 cabe destacar las que se producen entre el precio y el carbón y entre el precio y el consumo en bombeo, con una relación de 0,74 y 0,7 respectivamente.

Del resto de valores obtenidos solamente es superior a 0,7 la relación entre las variables que comparten el mismo recurso, entre la solar fotovoltaica y la solar térmica y entre la hidráulica fluyente y la gran hidráulica.

Teniendo en cuenta las siguientes correlaciones lineales más próximas, son las que se producirán entre la demanda y varias tecnologías como son la hidráulica, el ciclo combinado y la cogeneración y resto, con una relación de 0,49, 0,59 y 0,48.

Se aprecia también altas correlaciones entre las diferentes tecnologías, como por ejemplo la correlación de 0,56 entre el carbón y la eólica. La producción del carbón depende de la producción de las tecnologías que entran al mercado con un precio de oferta inferior, como en este caso la eólica, que tiene un precio de oferta de 0€/MWh.

Existe un alto grado de correlación de 0,52 como era de esperar entre precio y demanda, a mayor precio, mayor demanda y viceversa. Esta propia relación es la consecuencia, de la relación entre la demanda y el consumo de bombeo, con 0,62.

Por tanto, debido a su clara correlación, las tecnologías deben incluirse en la predicción del precio del mercado diario. Para establecer cuales se deben de incluir se realizará un análisis descriptivo de cada tecnología, ya que puede existir una fuerte relación, pero no lineal, que no nos permite apreciarla con el coeficiente de Pearson.

A continuación se expone el estudio de los datos históricos de las diferentes tecnologías según el orden de entrada para la casación del precio del mercado diario, expuesto en la figura nº 23.

El orden de casación refleja sus costes de oportunidad, y no sus costes totales o variables. Por ejemplo, las centrales nucleares y las hidráulicas fluyentes a parecen en la parte inferior de la curva, pues a pesar de tener elevados costes fijos, sus costes de oportunidad son muy bajos.

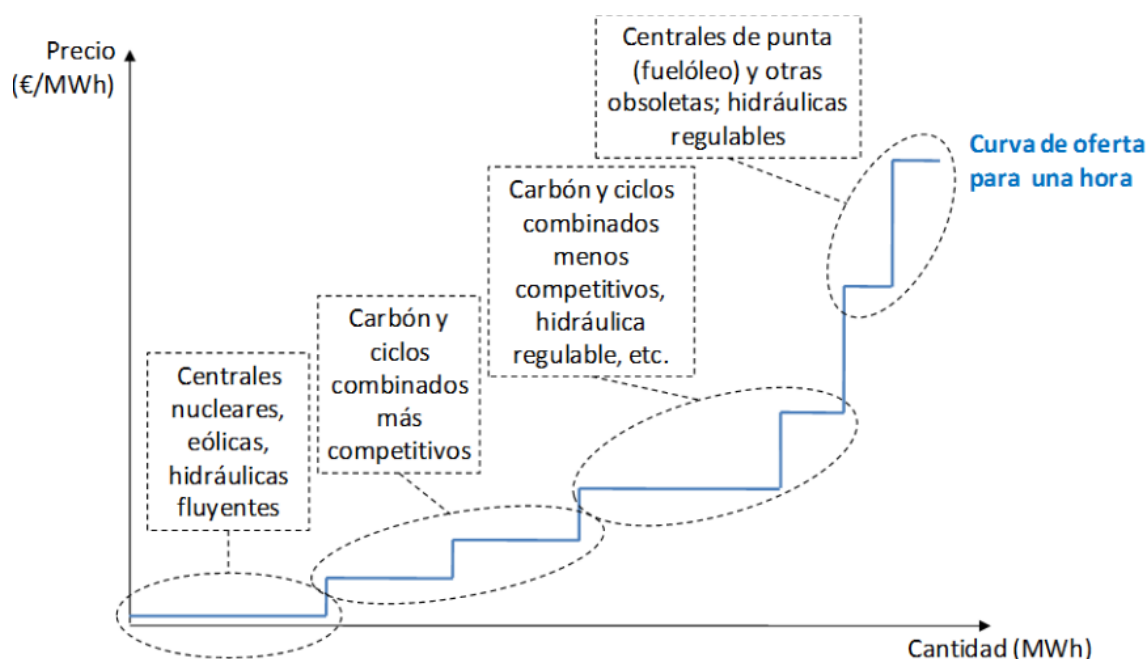


Figura nº 23 – Orden de casación de las tecnologías de producción

3.1.1. Nuclear

La tecnología nuclear aprovecha el calor generado mediante la fisión de átomos, habitualmente de uranio, para generar el vapor que moverá la turbina. Esta turbina está conectada a un generador eléctrico mediante el cual se transforma la energía cinética en energía eléctrica.

Las centrales nucleares tienen un régimen de funcionamiento significativamente rígido (tardan días en arrancar y alcanzar el máximo nivel de producción). Por ello, su capacidad para variar su nivel de producción en el corto plazo es limitado. Desde un punto de vista



económico, sus costes fijos son muy elevados y sus costes variables relativamente bajos.

Las centrales generan dos tipos de residuos, los residuos de baja y media actividad (RBMA), que contienen básicamente productos de fisión y activación con periodos de vida cortos y que, por tanto, pasan a ser inocuos en pocas decenas de años; y los residuos de alta actividad (RAA), formados por productos de vida larga, principalmente el combustible gastado. El combustible ya utilizado y descargado de los reactores se sitúa en un emplazamiento geológico estable. La diferencia entre ambos tipos no tiene una repercusión directa en el precio de la electricidad, sin embargo, sí tiene un coste social que se podría incluir en otro tipo de modelos que no abarca esta tesis. En España se encuentran en funcionamiento 6 centrales nucleares, todas ellas en la península (figura nº 24), dos de las cuales disponen de dos reactores cada una (Almaraz y Ascó), por lo que suman 8 reactores de agua ligera:

1. Central Nuclear de Almaraz (Cáceres)
2. Central Nuclear de Ascó (Tarragona)
3. Central Nuclear de Cofrentes (Valencia)
4. Central Nuclear de Santa María de Garoña (Burgos)
5. Central Nuclear de Trillo (Guadalajara)
6. Central Nuclear de Vandellós II (Tarragona)

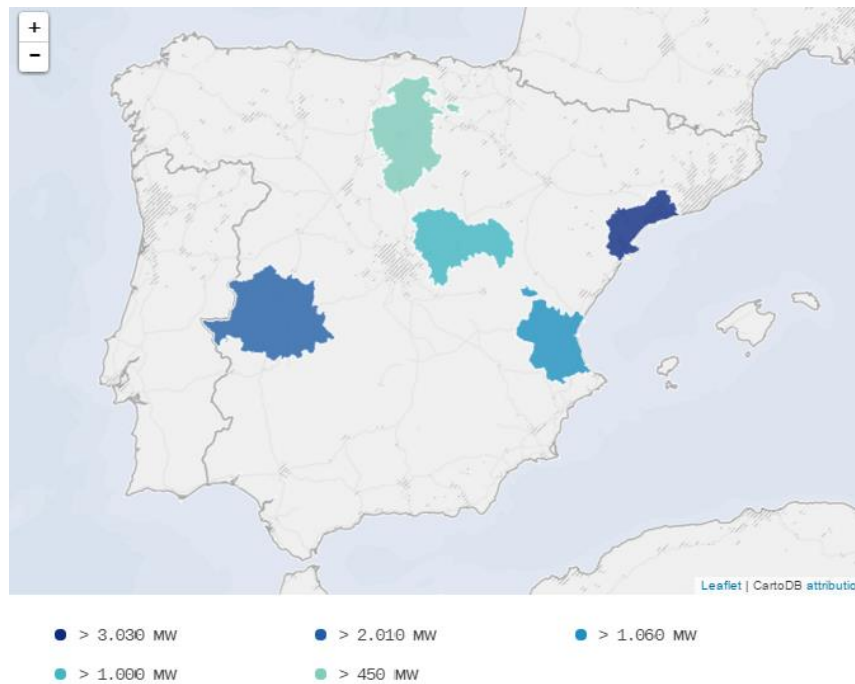


Figura nº 24 – Distribución geográfica potencia instalada nuclear

Fuente: REE

- **Análisis Descriptivo**

La generación total mínima del sistema eléctrico a lo largo de 4 años ha sido de 17.876 MWh. (demanda: 17.084 MWh) y la producción de la nuclear ha variado desde 3.404 MWh hasta 7.501 MWh.

Los productores nucleares ofertan su energía a un precio de 0€/MWh para asegurarse la casación en el mercado, obligados por su baja capacidad de parada y para cubrir sus costes de amortización. Como se ha indicado las centrales nucleares son muy poco flexibles y tienen que operar de manera regular durante la mayor parte del año.

Por estas razones, tanto por el porcentaje que representa sobre la producción y su coste 0€/MWh, la nuclear supone un bloque base en la producción total y esta no depende de la demanda, así la correlación entre ambas es muy baja (0.14),

Las variaciones y bloques de generación, producidos por las paradas y arranques programados, se puede apreciar en la figura nº25, donde está representada la generación frente a la producción nuclear:

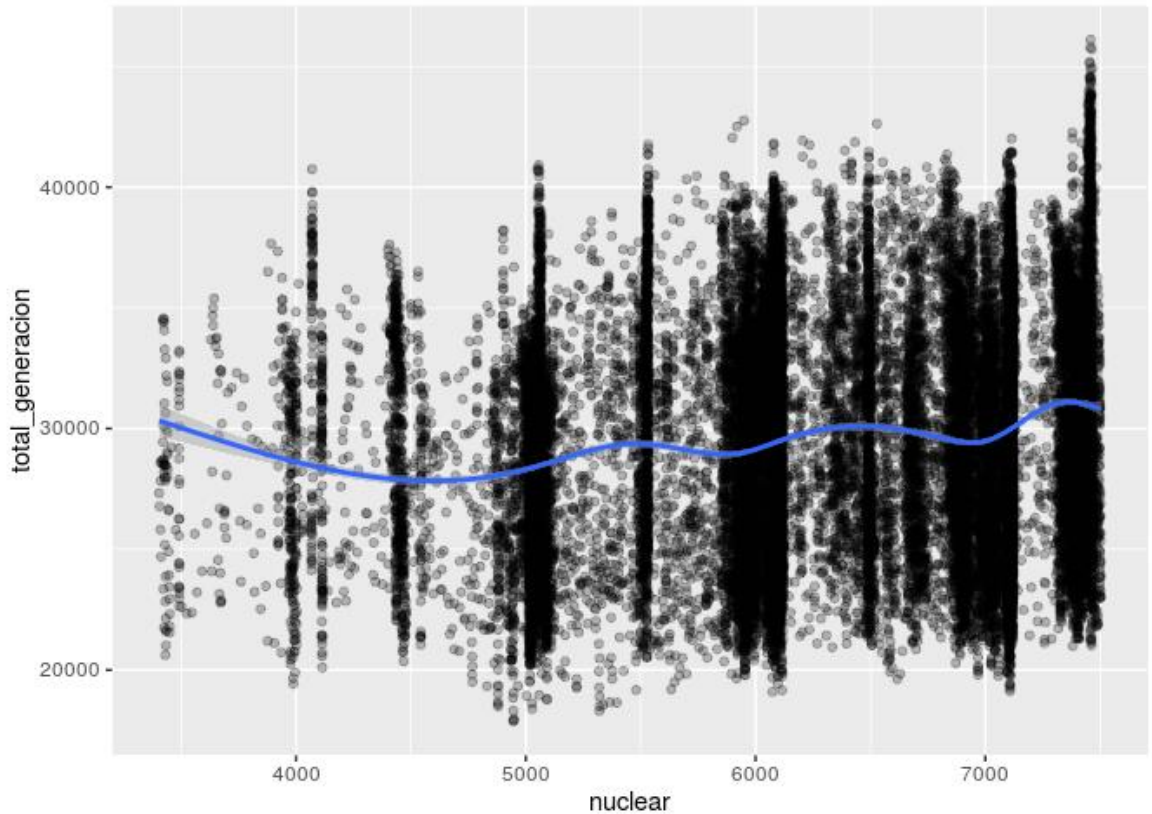


Figura nº 25– Generación total vs producción nuclear 2012-2015

En la figura nº 26 se aprecia como a medida que aumenta la generación de la nuclear baja el precio, pues como se ha especificado su precio de mercado ofertado es 0€/MWh.

Sin embargo, los aumentos de precio con producciones mayores son debido a que en periodos en los que las centrales nucleares están a pleno rendimiento el precio de la electricidad tiende a aumentar.

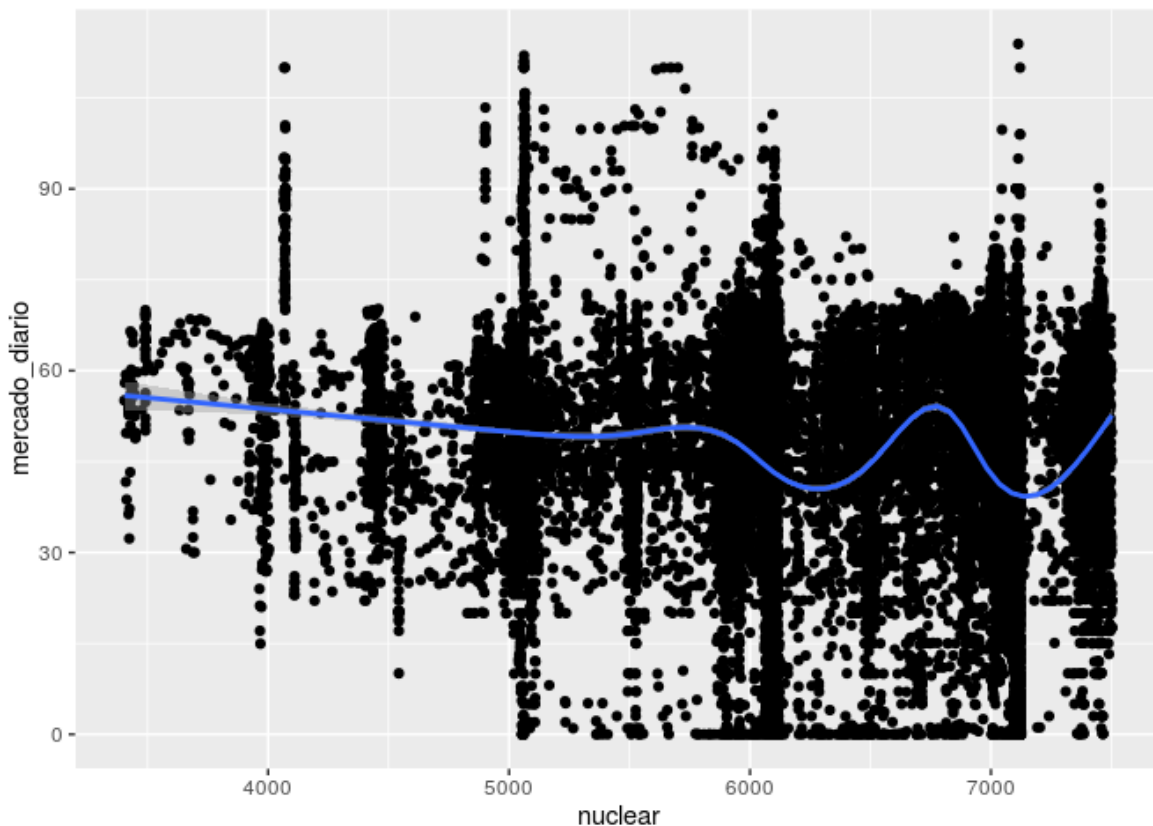


Figura nº 26 – Precio mercado diario vs producción nuclear 2012-2015

En la serie temporal (figura nº 27) se aprecia que las menores producciones (3.000-6.000) de la nuclear son en los meses de Mayo a Julio y de Noviembre a Diciembre, coincide con las paradas programadas que deben realizar las nucleares para tareas de mantenimiento y que dan paso a un nuevo ciclo de operación de 18 meses. Durante las paradas programadas los precios de mercado son más altos, ya que como se ha indicado anteriormente este tipo de tecnologías ofertan a 0 €/MWh y al reducir su producción entran otras energías con un precio de oferta superior.

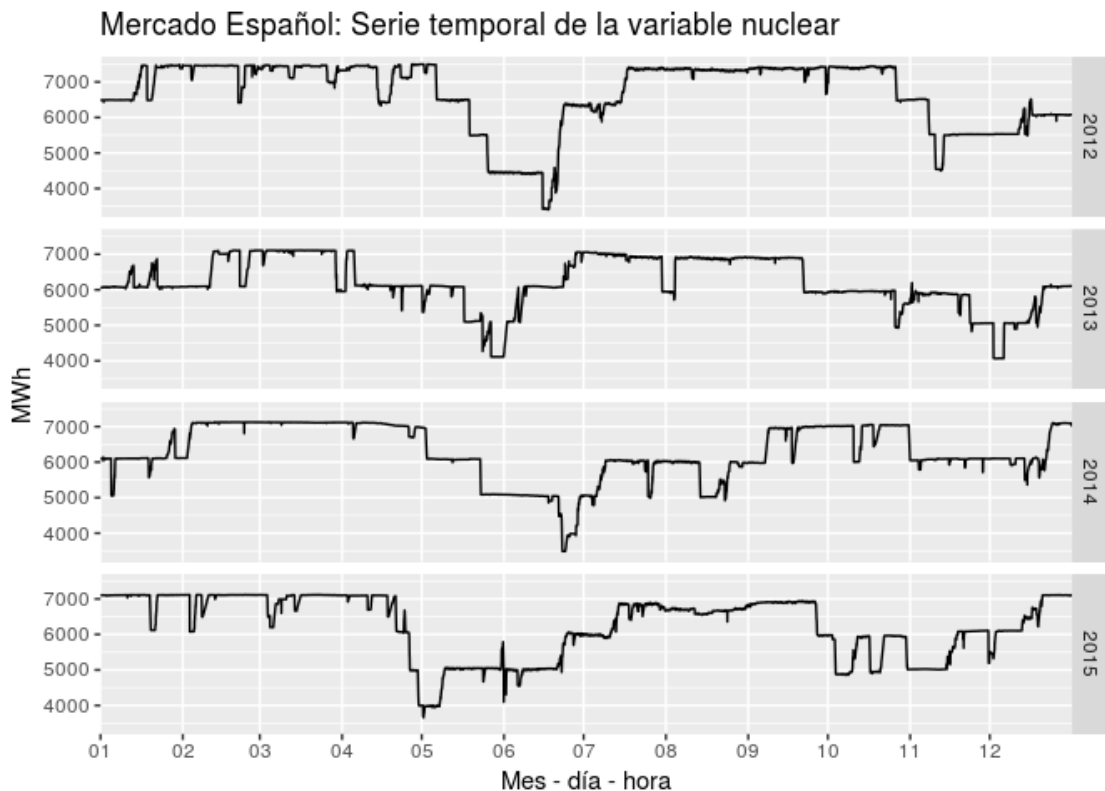


Figura nº 27– Serie temporal producción nuclear 2012-2015

3.1.2. Solar Fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica, transforma directamente la energía solar en electricidad mediante células solares basadas en materiales semiconductores, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico.

España, por su localización y climatología, es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante.

Sin embargo, debido al mal diseño del sistema de retribuciones establecidas en 2007, la evolución de la potencia instalada en España sufre una atonía desde 2009, como se muestra en la figura nº 28 (Unión Española Fotovoltaica, UNEF, 2014):

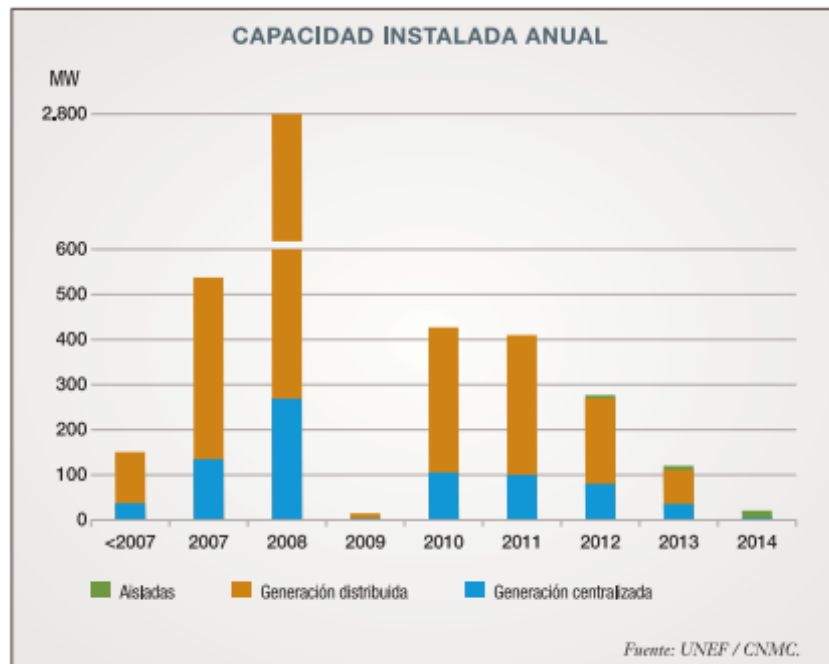


Figura nº 28– Potencia instalada solar fotovoltaica 2007-2014

Fuente: UNEF

Además, se distribuye de forma homogénea en todo el territorio, debido a que se producen escasas variaciones de irradiación solar en distancias inferiores a 100km, siendo esta su diferencia principal con otras tecnologías renovables como la eólica (figura nº 29).



Figura nº 29– Distribución geográfica potencia instalada solar fotovoltaica
Fuente: Wiki-Solar

Desde el punto de vista del mix energético nacional, la producción fotovoltaica sigue siendo modesta, aunque ya significativa. Según Red Eléctrica la potencia instalada a 31 de diciembre de 2015 es 4.667 MW y la generada de 8.264 GWh, esto supone un índice de participación del 3% en el mercado eléctrico español.

- **Análisis Descriptivo**

Como se puede ver en la figura nº 30, en el rango de producción de 0 a 250 MWh, aumenta la producción de la tecnología solar fotovoltaica según aumenta la generación total (demanda), formando una correlación lineal de 0,42.

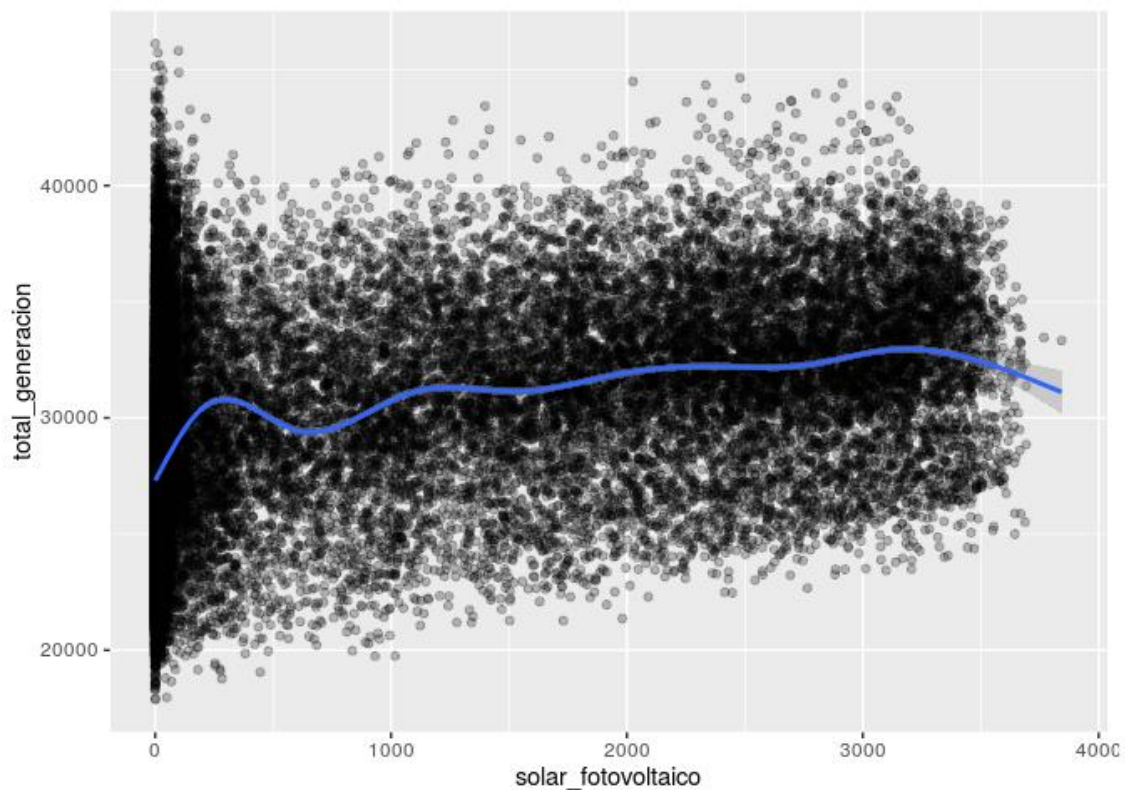


Figura nº 30 – Generación total vs producción solar fotovoltaica 2012-2015

La generación solar fotovoltaica presenta un perfil de producción (figura nº 31), concentrado en las horas centrales del día su producción.

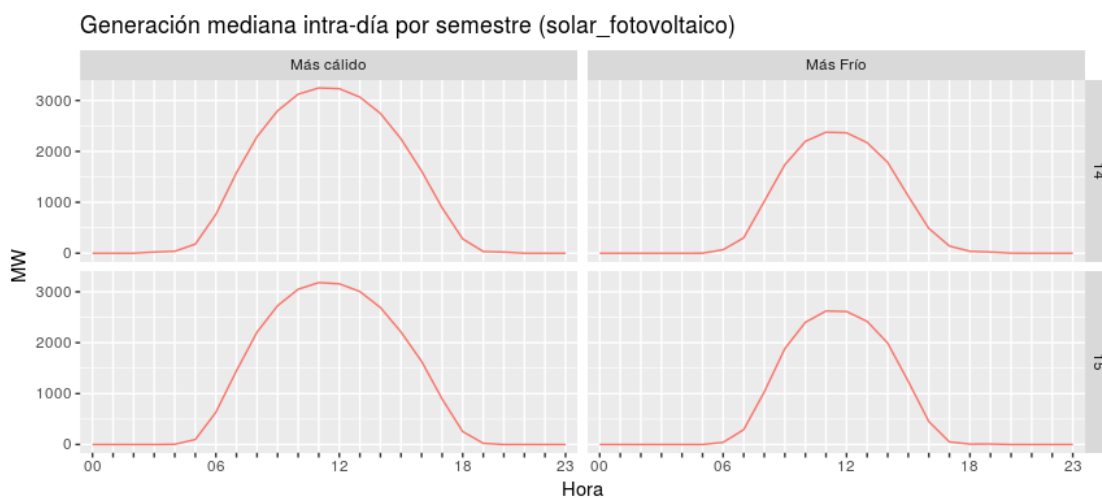


Figura nº 31– Producción solar fotovoltaica por semestres 2014-2015

Este perfil se ajusta mejor a la demanda que el resto de energías renovables, dando la cobertura en las horas punta del sistema. El comienzo del aumento de la demanda (figura n° 32) en un día de verano es próximo al aumento de la producción de solar fotovoltaica, generada por el inicio de la disponibilidad solar.

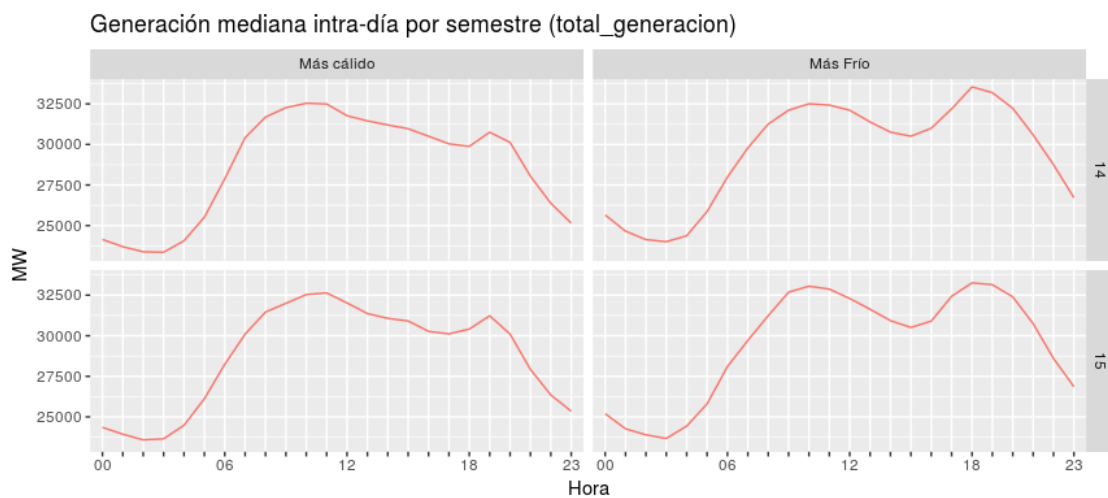


Figura n° 32– Demanda por semestres 2014-2015

Analizando la curva (figura n° 30), el comportamiento de crecimiento de la producción solar cuando crece el total de generación coincide con las horas de máxima demanda en verano. Una capacidad significativa de generación solar fotovoltaica permite reducir la demanda y por tanto la necesidad de infraestructuras de transporte y distribución.

Sin embargo, las ondulaciones (bajadas) del gráfico de la generación total frente a la generación de la solar fotovoltaica, son producidas por la discordancia de la curva de demanda y la curva de producción solar que se produce en invierno.

Los productores de solar fotovoltaica ofertan su energía a un precio cercano a 0 €/MWh para asegurarse la casación por su incapacidad de almacenaje de energía primaria (sol).

La correlación entre el precio del mercado diario y la solar fotovoltaica es prácticamente nula (figura nº 33), debido a que esta tecnología solo representa el 3% respecto a la generación total no puede ocasionar grandes variaciones en el precio del mercado.

La variación inicial que se puede apreciar en el gráfico está motivada por el aumento de demanda y no por la relación directa con la producción de solar fotovoltaica.

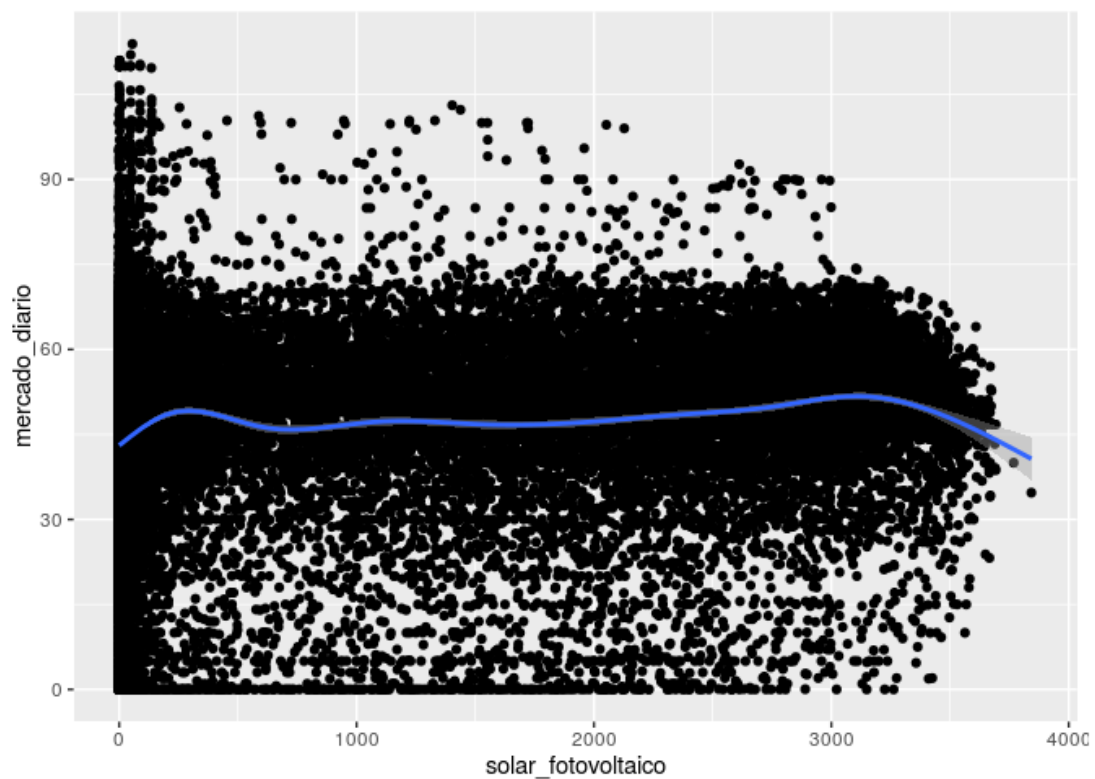


Figura nº 33– Precio mercado diario vs producción solar fotovoltaica 2012-2015

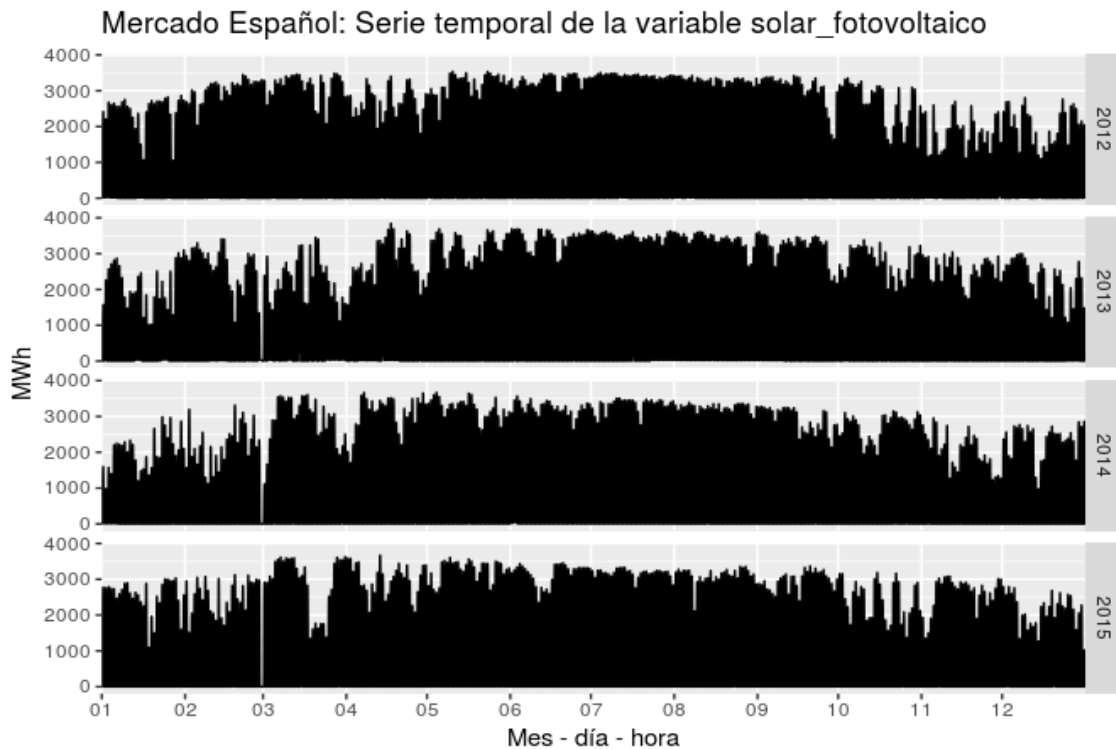


Figura nº 34– Serie temporal producción solar fotovoltaica 2012-2015

3.1.3. Solar Térmica

La tecnología solar termoeléctrica está basada en el aprovechamiento de la energía del sol para la obtención de energía térmica. Esa energía térmica se usa para generar vapor y con éste operar una turbina convencional que produce electricidad.

La energía termosolar genera electricidad de forma gestionable, es decir, cuando la demanda lo requiera.

Existen dos tipos principales de tecnología termosolar:

- La tecnología de torre

En las plantas de torre central los heliostatos (espejos planos) reflejan la radiación solar en un receptor situado en lo alto de una torre por el que circulan sales de nitrato fundidas. Estas sales son impulsadas desde un



‘tanque frio’ hasta el receptor situado en la parte superior de una torre donde se calientan hasta alcanzar 565° . Estas sales calientes bajan al intercambiador de calor para generar vapor de agua.

En condiciones de sobre-energía, en las que la radiación calórica recibida es más que suficiente para cubrir la demanda de la turbina, parte de esas sales se almacena en un tanque caliente capaz de conservar el calor para utilizarlo en momentos de baja radiación solar. Las sales almacenadas se encargan entonces de ceder el calor almacenado y continuar generando energía eléctrica.

- La tecnología cilindroparábólica

Estas plantas se componen de lazos o hileras de espejos de forma parabólica que concentran la radiación solar en un tubo colector central por el que circula un aceite térmico, que lo calienta para alcanzar una temperatura cercana a los 400° .

Este aceite caliente se traslada a un intercambiador térmico, donde vaporiza agua que, en una turbina de vapor, acciona un generador que inyecta la energía eléctrica a la red

En momentos de sobre energía sirve para calentar sales de nitrato fluidas y almacenar el calor en un tanque caliente que permita seguir generando electricidad en ausencia de insolación

En la actualidad, hay una potencia instalada de casi 2.300MW, lo que supone un porcentaje del 2% respecto a la total instalada, que supone un índice inferior al del solar fotovoltaico.

LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA

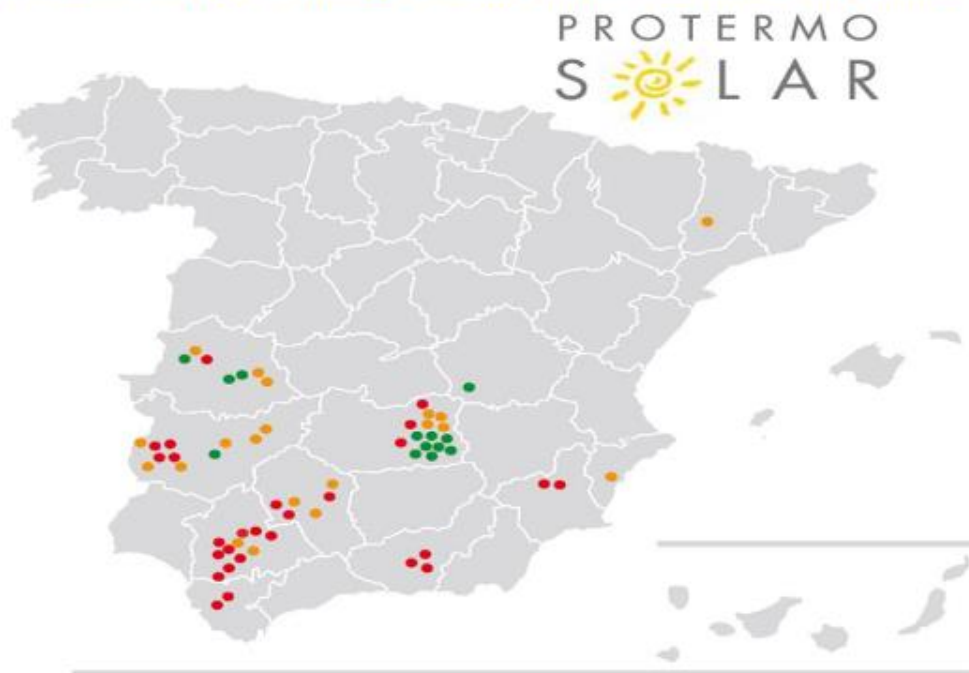


Figura nº 35– Distribución geográfica potencia instalada solar térmica
Fuente: Protermo Solar

- **Análisis Descriptivo**

El análisis del comportamiento de la producción de solar térmica (figura nº 36) es muy similar al de la solar fotovoltaica. La repercusión de la producción solar térmica para cubrir la demanda y sobre el precio de mercado es mínima puesto que representa un índice del 2% respecto a la generación total.

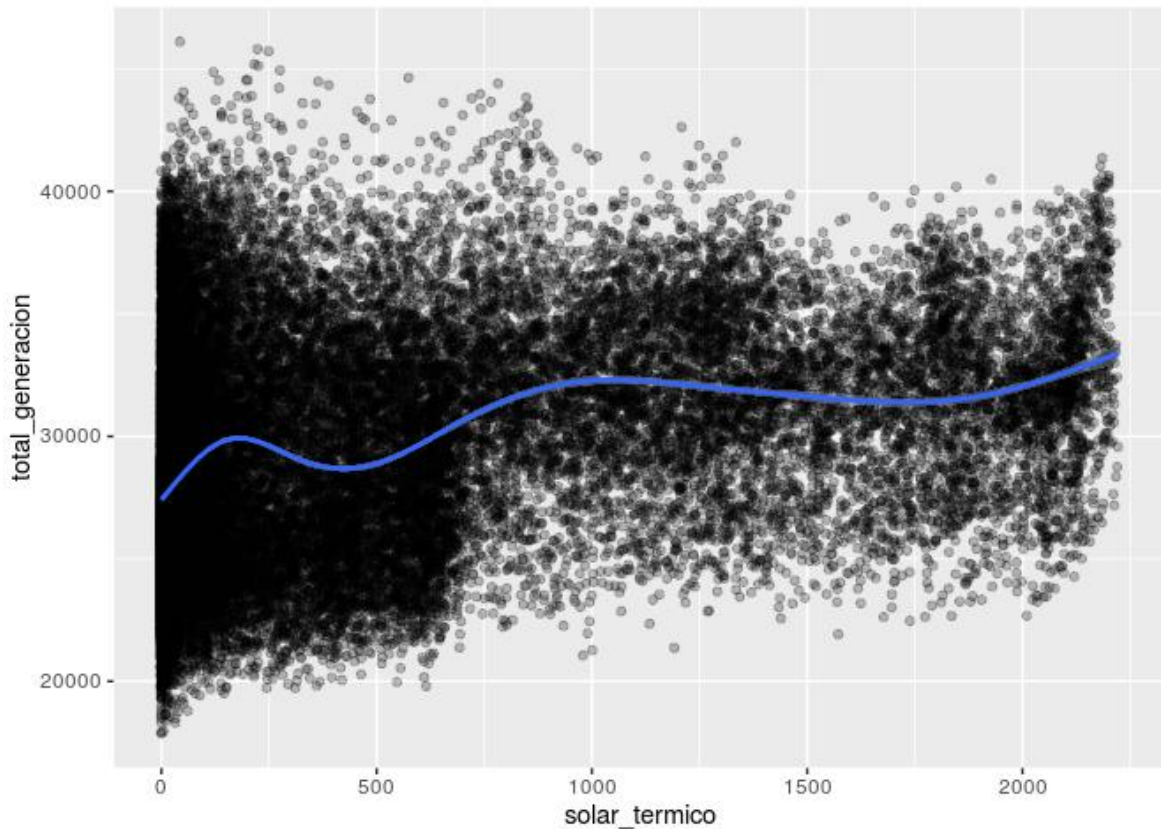


Figura nº 36– Generación total vs producción solar fotovoltaica 2012-2015

El inicio del aumento de la demanda en un día de verano es próximo al aumento de la producción de solar térmica (figura nº 37), generada por el inicio de la disponibilidad solar.

A diferencia de la solar fotovoltaica, esta tecnología sigue generando en las horas de ausencia de insolación mediante el almacenamiento del calor con sales de nitrato fluidas, de ahí la producción en horas nocturnas que se pueden observar en el gráfico.

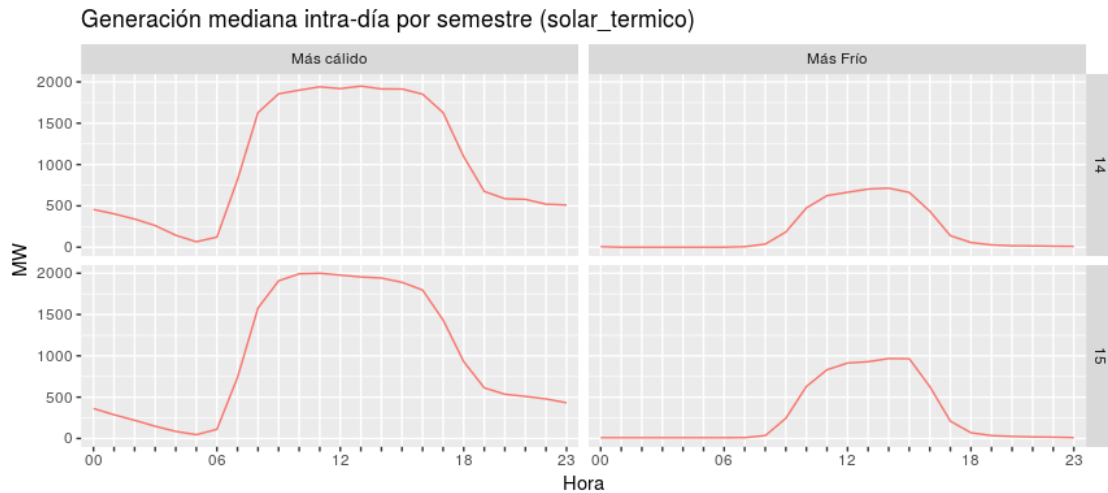


Figura nº 37– Producción solar térmica por semestres 2014-2015

Teniendo en cuenta que el promedio de producción en invierno es de 276 MWh, la discordancia entre la curva de demanda (figura nº 38) y la curva de producción solar, genera la bajada (250 a 500 MWh) de la representación frente a la generación total.

Analizando el resto de la curva, se observa que el comportamiento es más lineal. El grueso de la producción de 500-2.221MWh coincide con las horas de máxima demanda en verano, donde se alcanzan dichas producciones.

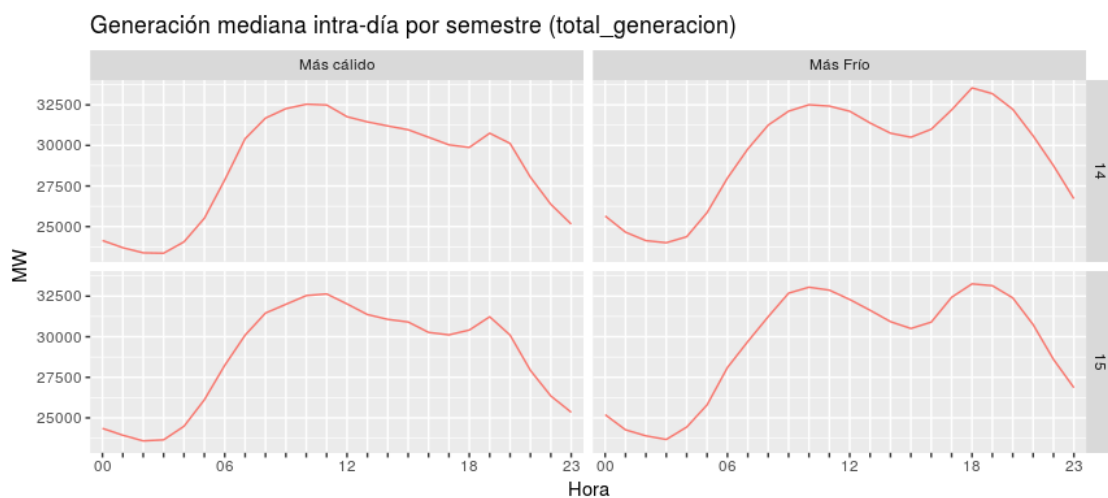


Figura nº 38– Demanda por semestres 2014-2015

Al ser una tecnología renovable, la cual depende de un recurso no almacenable y la escasa capacidad de regularse (producción con sales), los productores de solar térmica también ofertan su energía a un precio cercano a 0 €/MWh, creando una base en la constitución del precio.

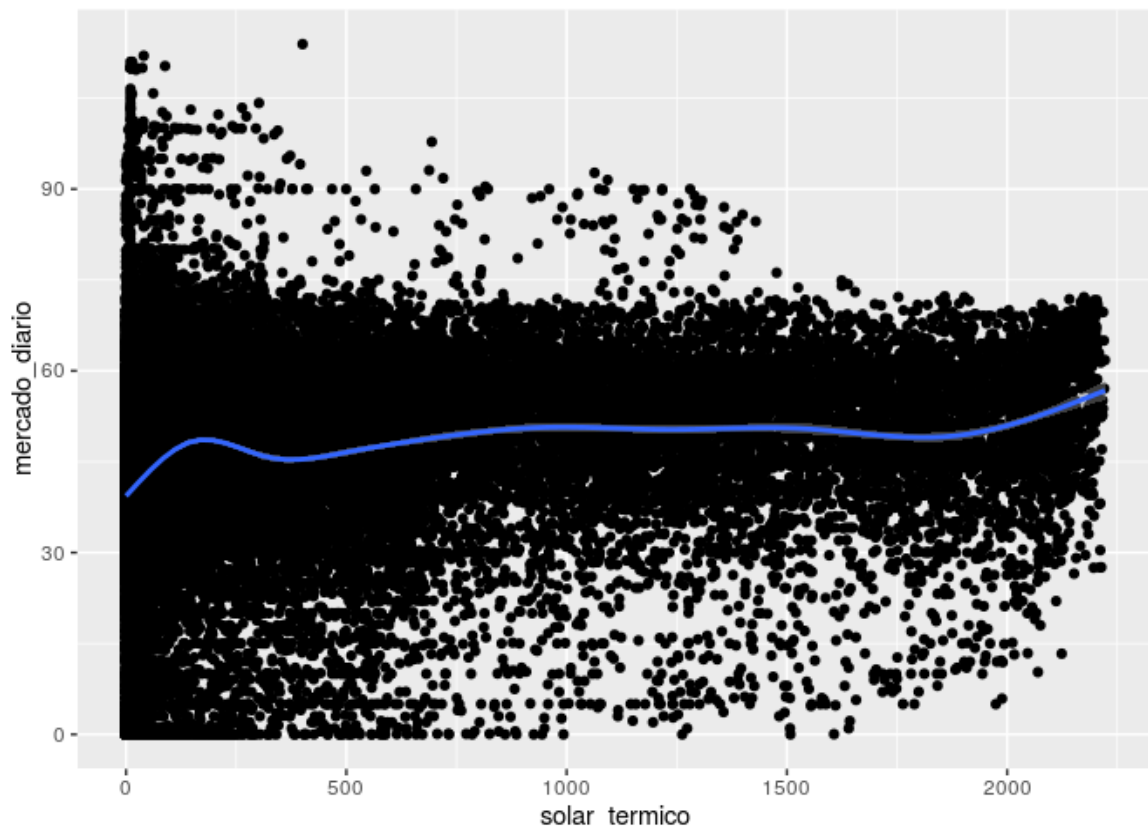


Figura nº 39– Precio mercado diario vs producción solar fotovoltaica 2012-2015

Queda de relieve que en los meses de verano y con más horas de luz se concentran las máximas producciones y que el rango de consumo es menor que el rango de la solar fotovoltaica, aunque usan el mismo recurso, el sol, aprovechan diferentes radiaciones, la térmica utiliza la radiación directa y la fotovoltaica la global.

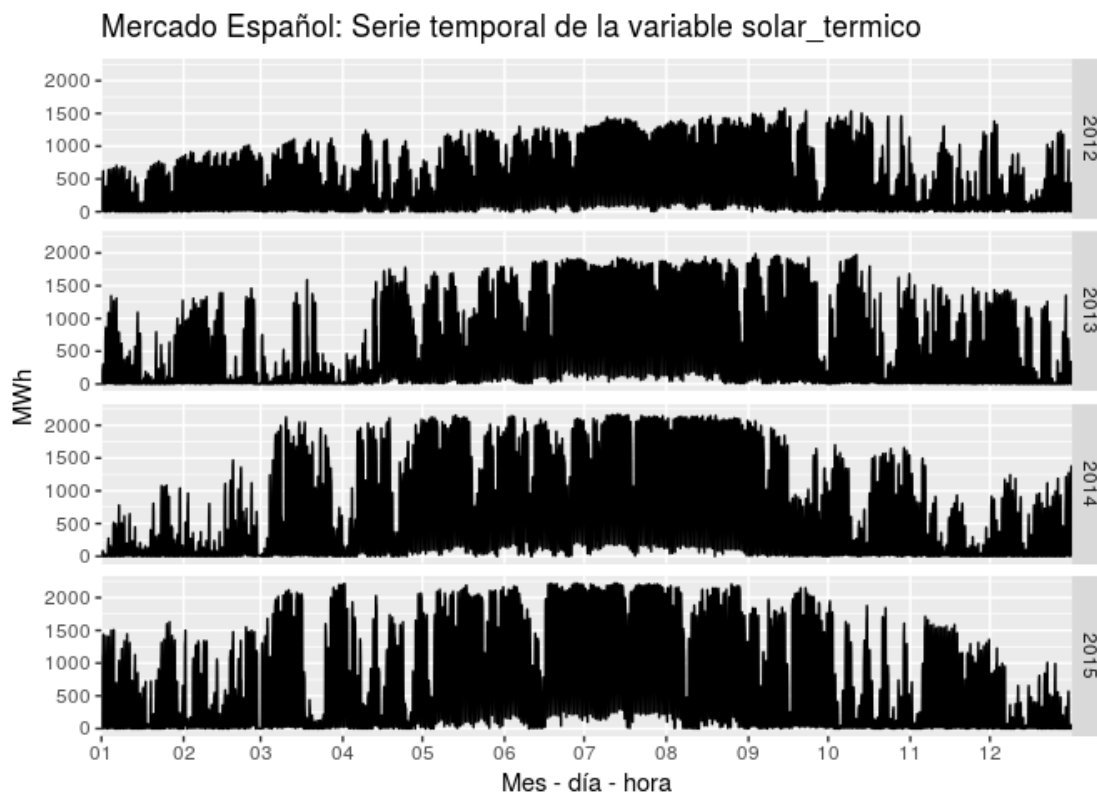


Figura nº 40–Serie temporal producción solar térmica 2012-2015

Una vez realizado el análisis de los datos, junto con la evolución del mercado expuesta, se llegó a la conclusión que la diferencia evidente en la producción de los años 2012 y 2013 es debida al incremento de la potencia instalada que se produjo entre estos años.

3.1.4. Hidráulica Fluyente (resto de hidráulica)

La producción hidráulica (Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente, s.f.) aprovecha la energía de una masa de agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse, convirtiéndola en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina.

Utilizan directamente el agua que circula por el río desviándola por un circuito hidráulico hasta la central donde se genera la energía, restituyéndola de nuevo al cauce. Se trata simplemente de un “by pass”



del río que aprovecha el desnivel del cauce principal para generar directamente la energía potencial del tramo. Consta de un azud de derivación para remansar el agua del río antes de derivarla hacia la toma donde se capta el agua para trasportarla por el canal hasta la cámara de carga. Ésta consiste en un depósito construido con el fin de encauzar el agua hacia la tubería forzada, que la conduce a presión hasta las turbinas hidráulicas situadas en la central hidráulica. A la salida de las turbinas el agua es devuelta al río por una conducción.

- **Análisis Descriptivo**

Por las características especificadas, la hidráulica fluyente es ofertada siempre a su coste de oportunidad, que viene dado por el mayor precio al que puede ser casada en un horizonte temporal concreto.

La energía hidráulica fluyente no tiene un alto grado de correlación con la generación total (0,14), dependiendo su producción de la disponibilidad del recurso.

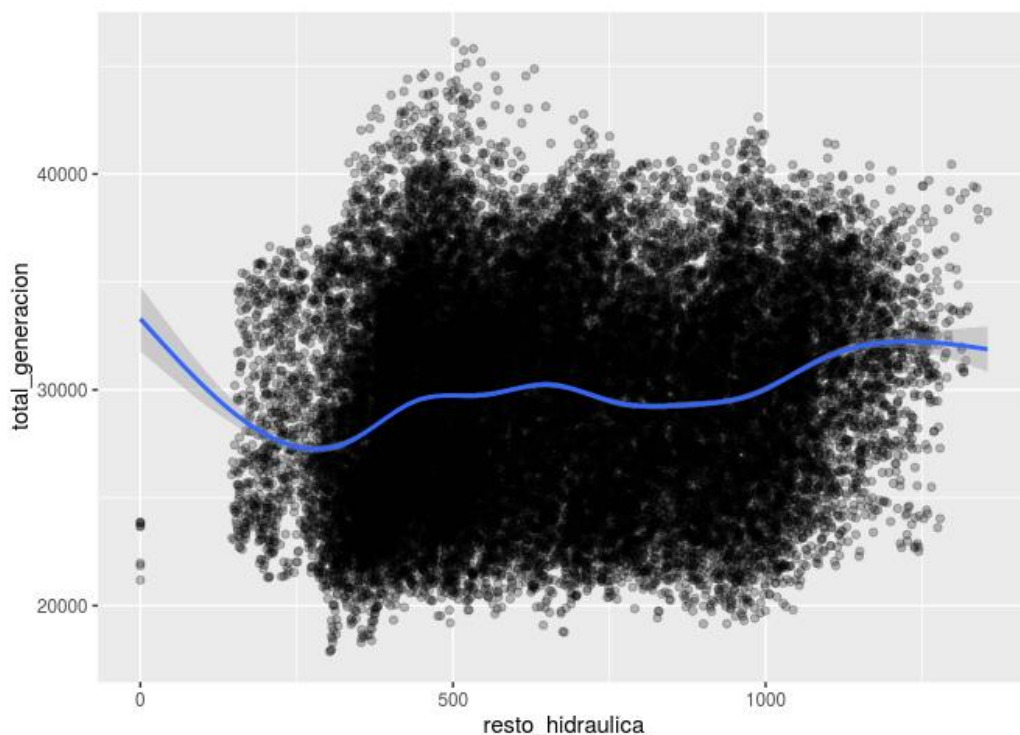


Figura nº 41– Generación total vs producción hidráulica fluyente 2012-2015

El ligero aumento que se produce del precio del mercado con el incremento de la producción de las hidráulicas fluyentes, figura nº 41, corresponde a cuando hay escasez de su recurso y entran en la casación del precio otras tecnologías cuyo precio ofertado es superior.

Este hecho desvirtúa la correlación entre el precio del mercado y la generación hidráulica fluyente (-0.3). Al llegar a producciones superiores de esta tecnología se observa en la figura nº 42 que el precio del mercado diario disminuye, motivado por el precio de oferta indicado.

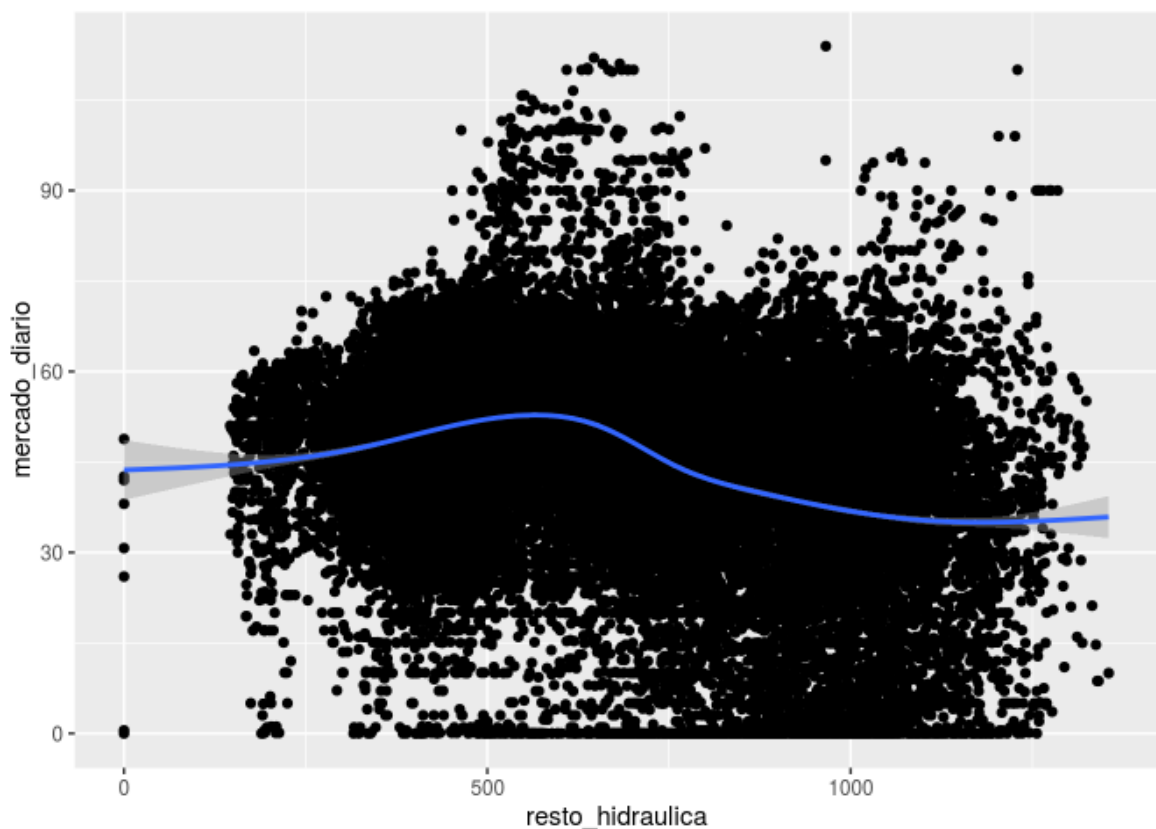


Figura nº 42– Precio mercado diario vs producción hidráulica fluyente 2012-2015

Se corrobora lo indicado con la serie temporal (figura nº 43), con los meses más lluviosos se producen las mayores generaciones de esta tecnología y al contrario siendo a partir de junio cuando comienza a disminuir su producción.

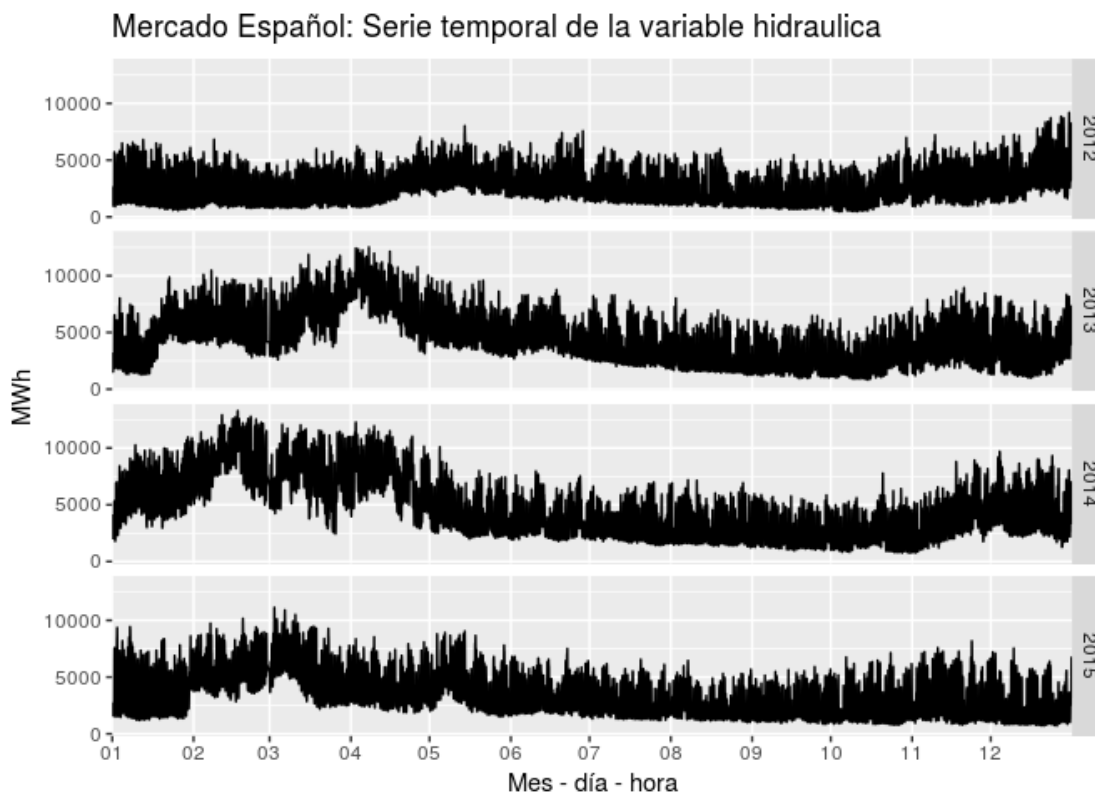


Figura nº 43– Serie temporal producción hidráulica fluyente 2012-2015

3.1.5. Eólica

Las instalaciones producen electricidad a partir de la energía cinética del viento. La fuerza del viento hace que se mueva la hélice del aerogenerador que, gracias al rotor de un generador, convierte esta fuerza en energía eléctrica. Generalmente se agrupan en un mismo emplazamiento varios aerogeneradores, formando “parques eólicos”, que pueden superar los 100 MW de potencia instalada.

En la actualidad, la energía eólica es una de las fuentes renovables que ha alcanzado un mayor grado de madurez, especialmente la terrestre (“on-shore”). Por ello, presenta unas importantes expectativas de incrementar su contribución futura al abastecimiento energético.

Asimismo, está proliferando también el desarrollo de parques de generación eólica marina (“off-shore”), debido a que el recurso eólico en el mar es superior (mayor utilización de la instalación), el impacto visual y acústico es menor.

El número total de parques eólicos instalados en España es de 1.077 con una potencia instalada de 23.003MW. La distribución geográfica de la potencia instala eólica en España queda expuesta en la figura nº44.



Figura nº 44– Distribución geográfica potencia instalada eólica
Fuente: WindPower

Dado que la energía primaria de estas instalaciones es el viento, es muy improbable que a lo largo de toda la geografía española, en un instante concreto estén produciendo todas las instalaciones a su potencia nominal y también, por otro lado, es prácticamente imposible que no esté produciendo ninguna tecnología en ningún momento, siempre habrá alguna que está produciendo algo de electricidad en un momento dado. Estas dos premisas generan una dificultad en la predicción de la producción de este tipo de tecnología.



- **Análisis Descriptivo**

Al igual que la producción de las centrales nucleares, los productores eólicos ofertan su energía a un precio de 0 €/MWh para asegurarse la casación, en este caso motivado por su incapacidad de almacenaje de la energía primaria (viento).

La volatilidad del régimen de vientos y, en consecuencia, de la producción eólica resultante implica la baja correlación con la demanda o generación total (0,2), figura nº 41, habiendo variado su producción en los 4 años objeto de estudio desde 155MWh hasta 17.496 MWh.

En 2015, la eólica cubrió el 18% de la demanda eléctrica, lo que se situó como la tercera Fuente de generación de España. De todos modos, su generación depende exclusivamente de la disponibilidad del recurso, provocando la necesidad de disponer de potencia de reserva proporcionada por otras tecnologías.

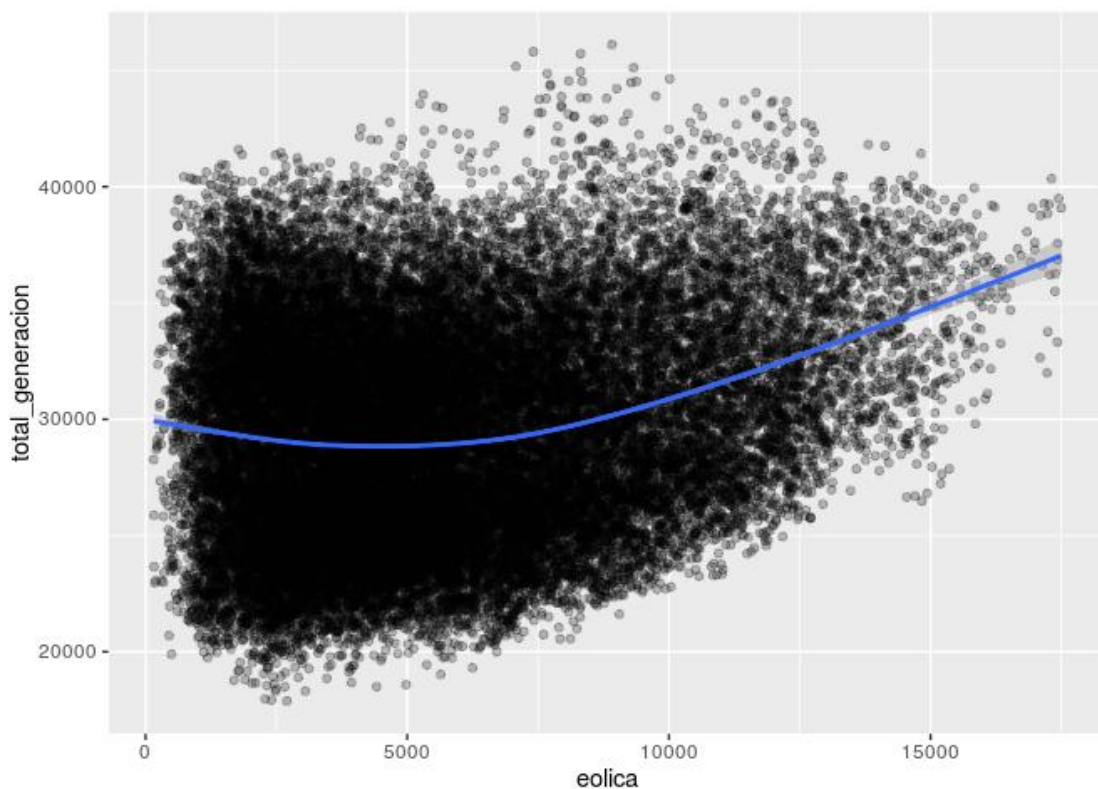


Figura nº 45– Generación total vs producción eólica 2012-2015

En la figura nº 46, se aprecia una clara correlación inversa (-0.48), a medida que crece la producción eólica disminuye el precio del mercado.

Este efecto reductor de la eólica que produce sobre los precios del mercado eléctrico es debido a su bajo coste de generación frente a las tecnologías convencionales.

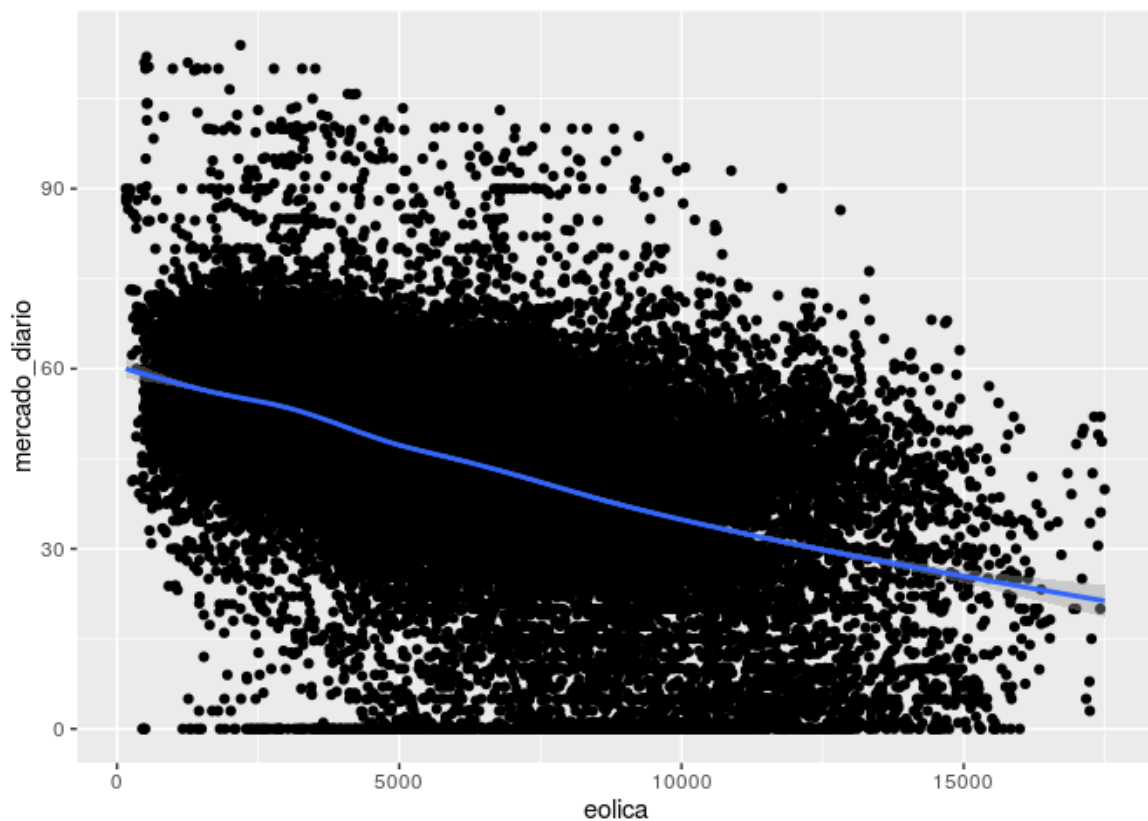


Figura nº 46– Precio mercado diario vs producción eólica 2012-2015

El gráfico de serie temporal, figura nº 47 muestra como la producción es más alta durante los meses de más viento (meses de invierno y principio de la primavera), que coinciden con los meses en los que el precio del mercado es más bajo (figura nº13).

Además, se puede apreciar su inestabilidad al depender de la oscilación del recurso.

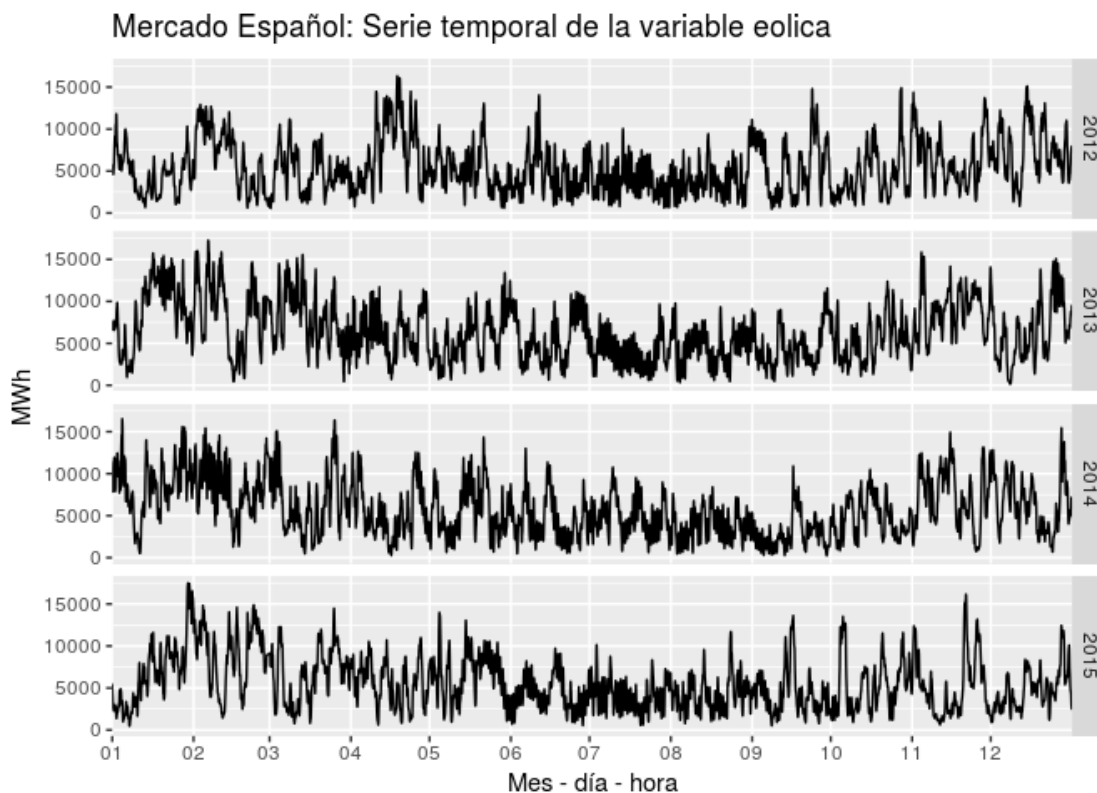


Figura nº 47– Serie temporal producción eólica 2012-2015

3.1.6. Térmica Renovable

Generan energía eléctrica a partir de recursos biológicos, cuyo proceso de generación es el siguiente:

Mediante la caldera producen una combustión, para que el agua de las tuberías de la caldera se convierta en vapor debido al calor.

El agua que circula por las tuberías de la caldera proviene del tanque de alimentación, donde se precalienta mediante el intercambio de calor con los gases de combustión aún más lentos que salen de la propia caldera.

Del mismo modo que se hace en otras centrales térmicas convencionales, el vapor generado a la caldera va hacia la turbina de vapor que está unida al generador eléctrico, donde se produce la energía eléctrica que se transportará a través de las líneas correspondientes.

El vapor de agua se convierte en líquido en el condensador, y desde aquí es nuevamente enviado al tanque de alimentación cerrándose así el circuito principal agua-vapor de la central.

En España la potencia instalada térmica renovable es de 989MW (figura nº 48) y su producción generada en 2015 fue de 4.930MWh.



Figura nº 48–Distribución geográfica potencia instalada térmica renovable
Fuente: Ciemat

- **Análisis Descriptivo**

La tecnología se comporta como el resto de las térmicas, crece la generación cuando crece la demanda, figura nº 49. La discordancia que se encuentra en el entorno de los 500-600MWh, es generada por la variación de producción que ha sufrido esta tecnología a lo largo de los años.

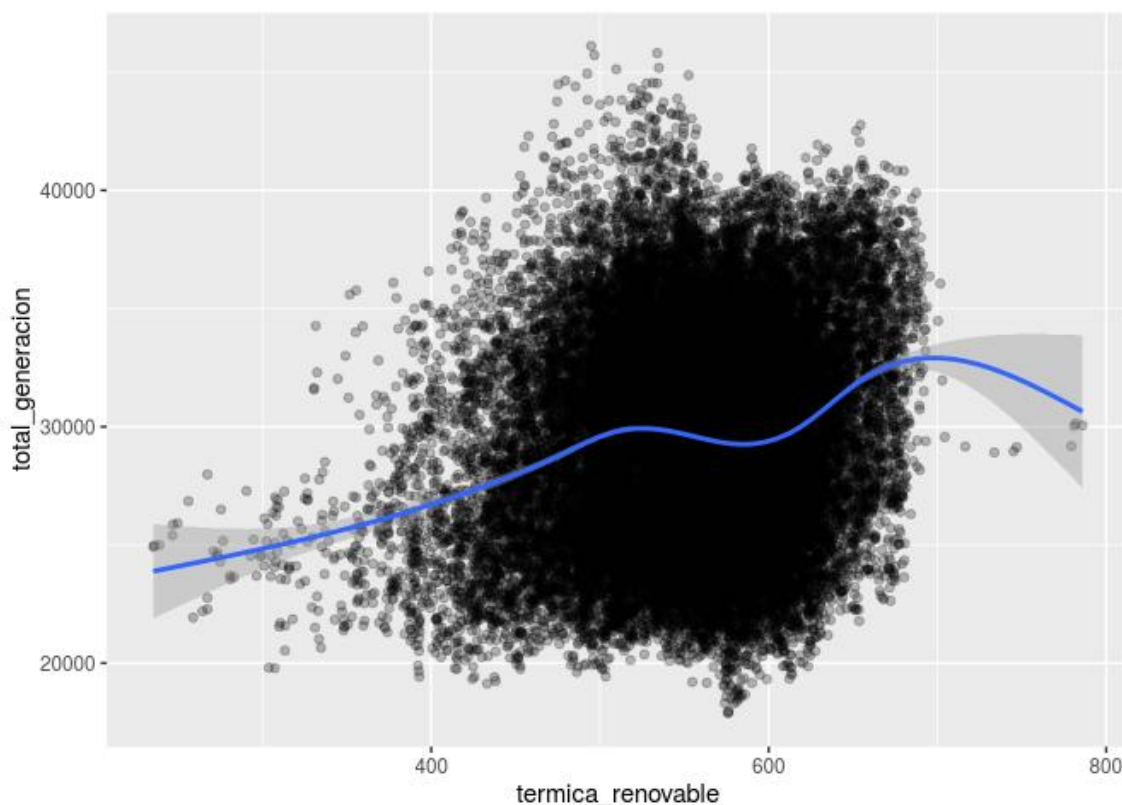


Figura nº 49– Generación total vs producción térmica renovable 2012-2015

A lo largo del año 2012 la potencia instalada anual sufrió un gran incremento con 76.945 kW, esto tuvo una repercusión en 2013 con un fuerte aumento de la producción.

La bajada en la producción de los años 2014 respecto a la producción de 2013, debida al cambio regulatorio, que introdujo el Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, el cual derogó al Real Decreto 2818/1998, en el que se establecía las primas del régimen especial. A partir del segundo semestre de 2014 la producción se estabiliza (figura nº 50 y 51).

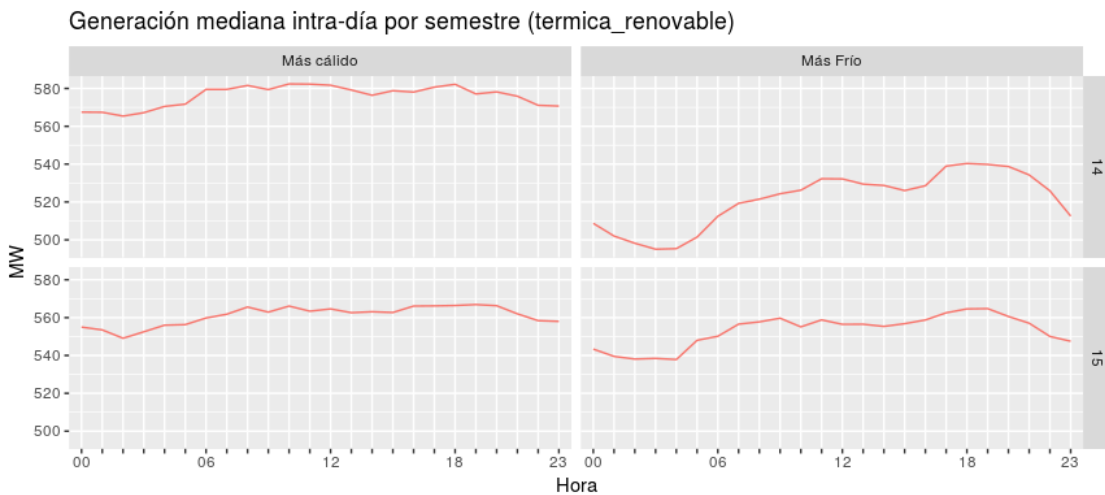


Figura nº 50– Producción térmica renovable por semestres 2014-2015

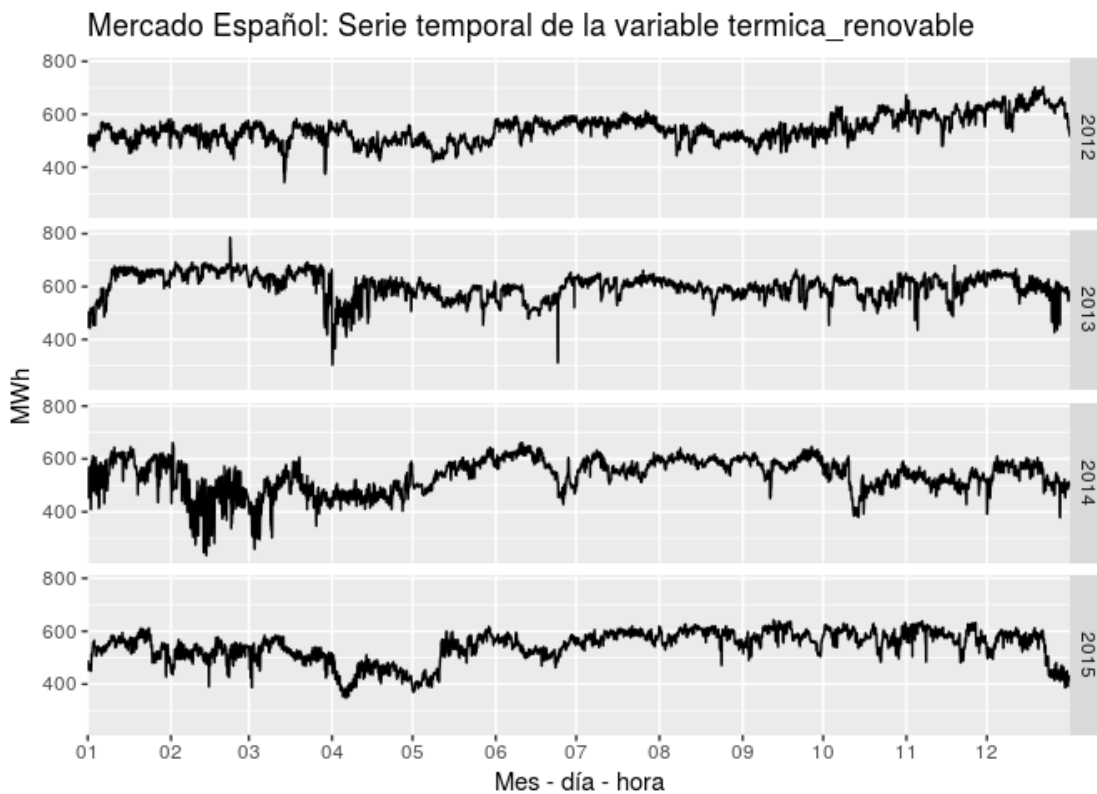


Figura nº 51– Serie temporal producción térmica renovable 2012-2015

Los altos costes específicos de inversión y de operación de las pequeñas plantas y los costes de acopio de la biomasa para grandes plantas hacen que la oferta de esta tecnología sea superior frente al resto de renovables y su casación ocasione un incremento en el precio del mercado diario (figura nº 52).

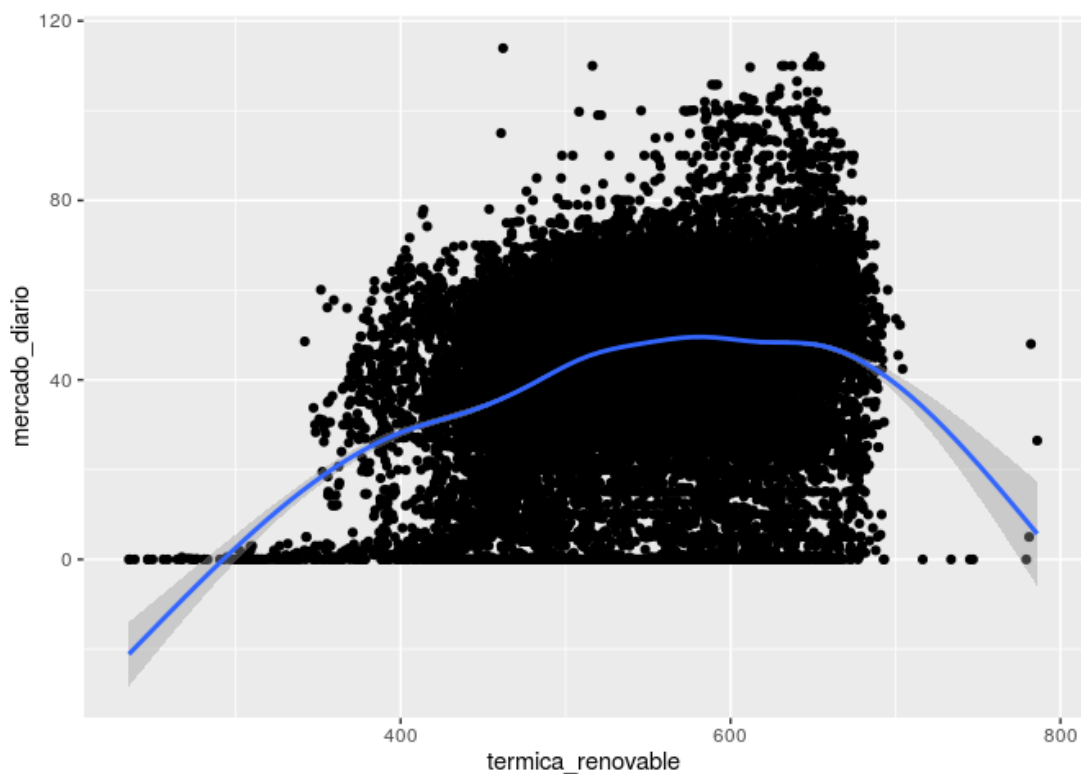


Figura nº 52– Precio mercado diario vs producción térmica renovable 2012-2015

3.1.7. Cogeneración y resto

Este grupo engloba las diferentes tecnologías:

- Cogeneración

Son instalaciones en las que se obtiene de forma simultánea electricidad y energía térmica útil (calor o frío). Estas centrales tienen tamaños que van desde unos pocos MW a grandes instalaciones (más de 50 MW).



Los sistemas de cogeneración se basan principalmente en dos tecnologías de producción de electricidad, el motor alternativo de combustión interna y la turbina de gas.

Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía eléctrica y térmica. El principio de funcionamiento de un motor alternativo está basado en conseguir mediante los movimientos lineales y alternativos de los pistones el movimiento de giro de un eje. La energía eléctrica se obtiene mediante un alternador acoplado directamente al eje del motor, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y agua caliente de los circuitos de refrigeración.

Esta tecnología reduce la emisión de contaminantes debido a su elevado rendimiento (en torno al 80-90%) ya que es necesario utilizar menos combustible que si se produjeran electricidad y calor/frío mediante procesos separados.

Estas centrales son similares a los ciclos combinados, con la diferencia de que el combustible utilizado es de origen orgánico. Su distribución geográfica nacional se muestra en figura nº 53.

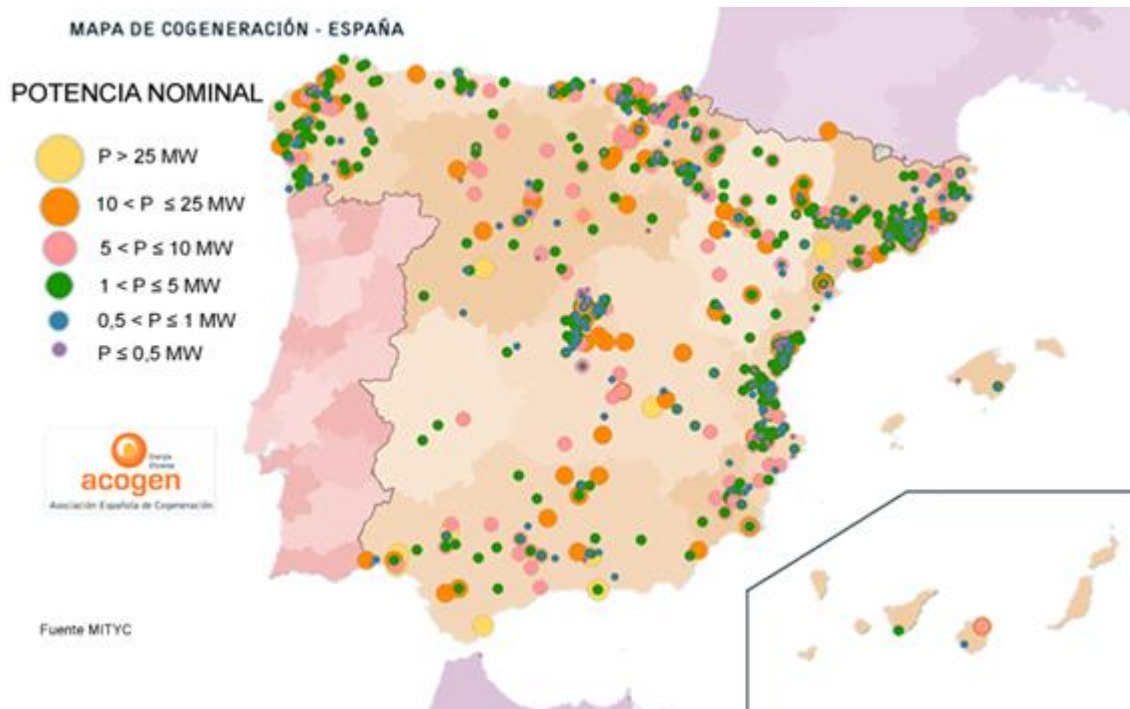


Figura nº 53– Distribución geográfica potencia instalada cogeneración

Fuente: MITYC

- Energías del mar

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de distintas formas, como oleaje, corrientes marinas, mareas, diferencias de temperaturas o gradientes térmicos y diferencias de salinidad, lo que da lugar a las diferentes tecnologías para el aprovechamiento de la energía del mar:

- ✓ Maremotriz: consiste en el aprovechamiento energético de las mareas. Se basa en aprovechar el ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del Sol y la Luna, aunque sólo en aquellos puntos de la costa en los que la mar alta y la baja difieren más de cinco metros de altura es rentable instalar una central maremotriz. Un proyecto de una central maremotriz está basado en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique con unas compuertas que permiten la entrada



de agua o caudal a turbinar, en una bahía, cala, río o estuario para la generación eléctrica.

- ✓ Energía de las corrientes: consiste en el aprovechamiento de la energía cinética contenida en las corrientes marinas. El proceso de captación se basa en convertidores de energía cinética similares a los aerogeneradores empleando en este caso instalaciones submarinas.

- ✓ Maremotérmica: se fundamenta en el aprovechamiento de la energía térmica del mar basado en la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas.

El aprovechamiento de este tipo de energía requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20°. Las plantas maremotérmicas transforman la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado “ciclo de Rankine” para producir energía eléctrica cuyo foco caliente es el agua de la superficie del mar y el foco frío el agua de las profundidades.

- ✓ Energía de las olas o Ondimotriz: Es el aprovechamiento energético producido por el movimiento de las olas. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar, por lo que resulta muy irregular. Las boyas transmiten el movimiento de las olas hasta las turbinas, generando electricidad. Básicamente, las olas acceden a una cámara de aire, elevando el nivel de agua comprimiendo el aire del interior que, finalmente, será expulsado por una apertura superior, accionando una turbina o, lo que es lo mismo, se produce energía eléctrica.

- ✓ Potencia Osmótica: La Potencia Osmótica o energía azul es la energía obtenida por la diferencia en la concentración de la sal entre el agua de mar y el agua de los ríos mediante los procesos de ósmosis. En una planta de producción se alimenta agua dulce y agua de mar a dos cámaras separadas por una membrana. La sal



del agua marina hace que el agua dulce atraviese la membrana, generando un incremento de la presión en el lado del agua de mar. Se estima que dicha presión es equivalente a una columna de agua de 120 metros, similar a un salto de agua de grandes dimensiones, y por tanto puede utilizarse en una turbina para generar electricidad

- **Geotermia**

La Energía Geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor que existe en el subsuelo. A determinada profundidad, en torno a los 12 m, la temperatura del terreno permanece constante a 18°C aproximadamente. A partir de 100 m. de profundidad esta temperatura se incrementa unos 3 °C; es lo que denominamos gradiente geotérmico.

Para poder servirnos del calor constante que retiene el subsuelo es necesario realizar una serie de perforaciones en el terreno. A lo largo de cada perforación se colocan las sondas geotérmicas en las que se produce el intercambio de calor, consistentes en un tubo, generalmente de polietileno, lleno de líquido. Habitualmente este fluido circulante es agua o bien una solución salina con una sustancia anticongelante, con el objeto de impedir que el fluido solidifique si se dieran bajas temperaturas en la superficie del suelo.

- **Análisis Descriptivo**

Las aportaciones de la cogeneración al sistema se pueden asemejar a las de una planta de régimen ordinario. Por su parte, las plantas que participan en el mercado esperan recibir una mayor retribución, a través de un precio medio mayor trasladando su producción a las horas de mayor precio, que son las de mayor demanda y por tanto las de mayor generación.

Motivo por el que la generación total y la producción de cogeneración y resto presentan una correlación lineal media-alta (0.52).

La curva de la figura nº 54 es muy semejante a la representación del precio del mercado vs cogeneración y resto, es decir, se comporta según la demanda.

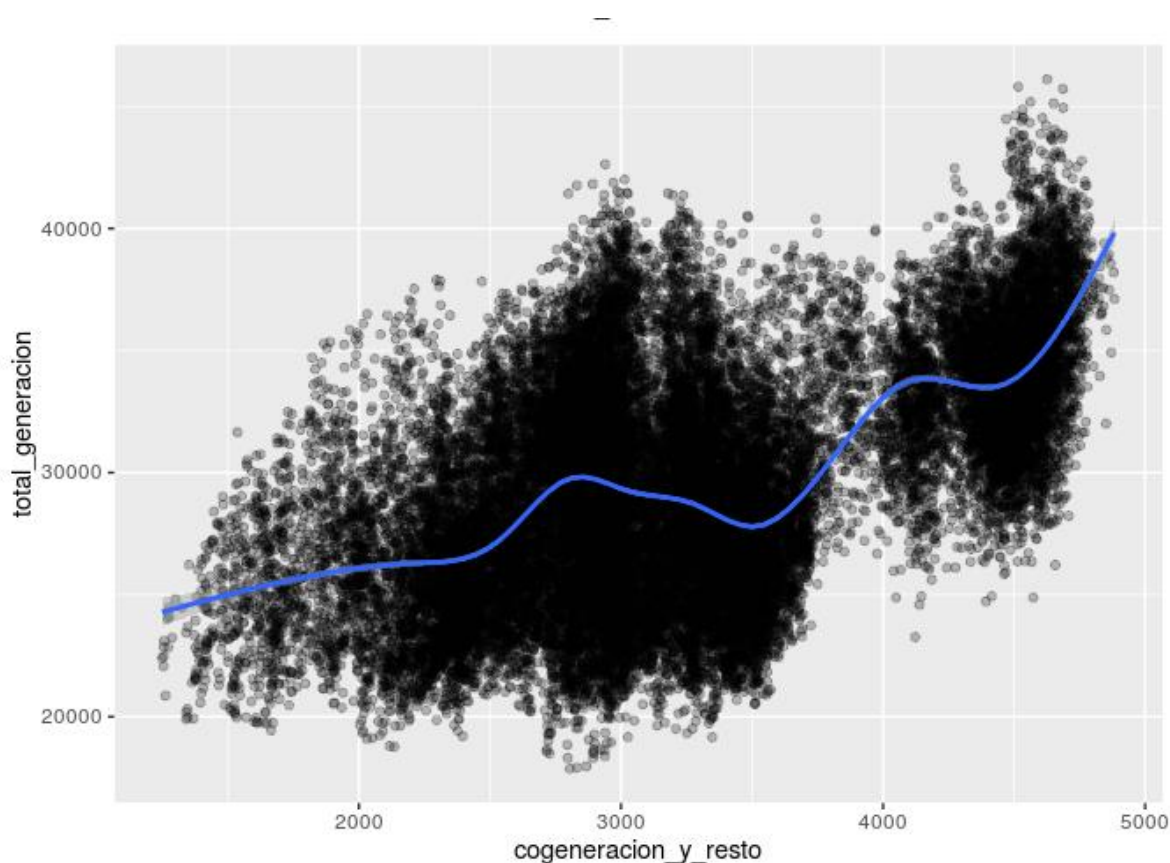


Figura nº 54– Generación total vs producción cogeneración y resto 2012-2015

La diferencia evidente de la figura nº 55 en la producción de los años 2012 y 2013 respecto a los años 2014 y 2015 es debida al cambio regulatorio ya indicado del Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, el cual derogó al Real Decreto 2818/1998, en el que se establecía las primas del régimen especial.

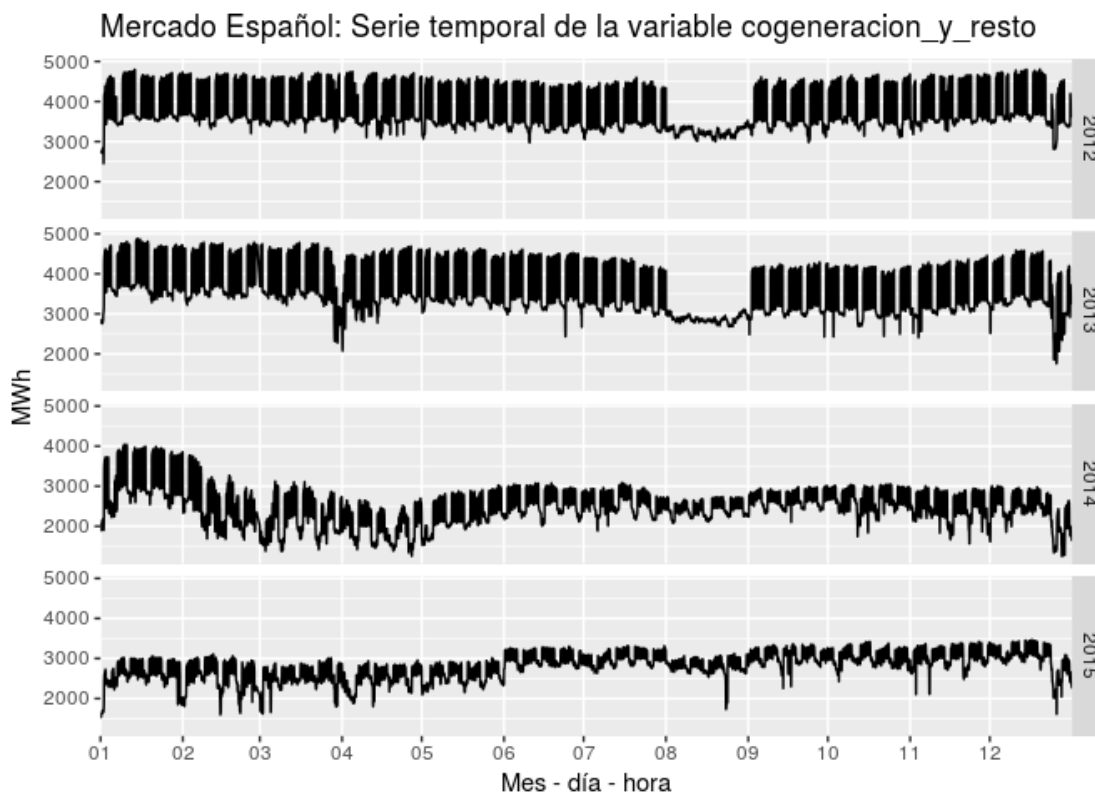


Figura nº 55– Serie temporal producción cogeneración y resto 2012-2015

En la figura nº 56, se desprecia la curva a partir de la producción de 3.000MWh, ya que el comportamiento de dicha generación se ha visto repercutido por el cambio de la legislación y a que la producción máxima desde dicha modificación ha sido 3.470MWh. Analizando el resto de la curva se ve de forma clara la relación lineal entre ambas, el aumento de generación de la cogeneración y resto genera un aumento en el precio del mercado diario, el cual debe cubrir su coste de oportunidad.

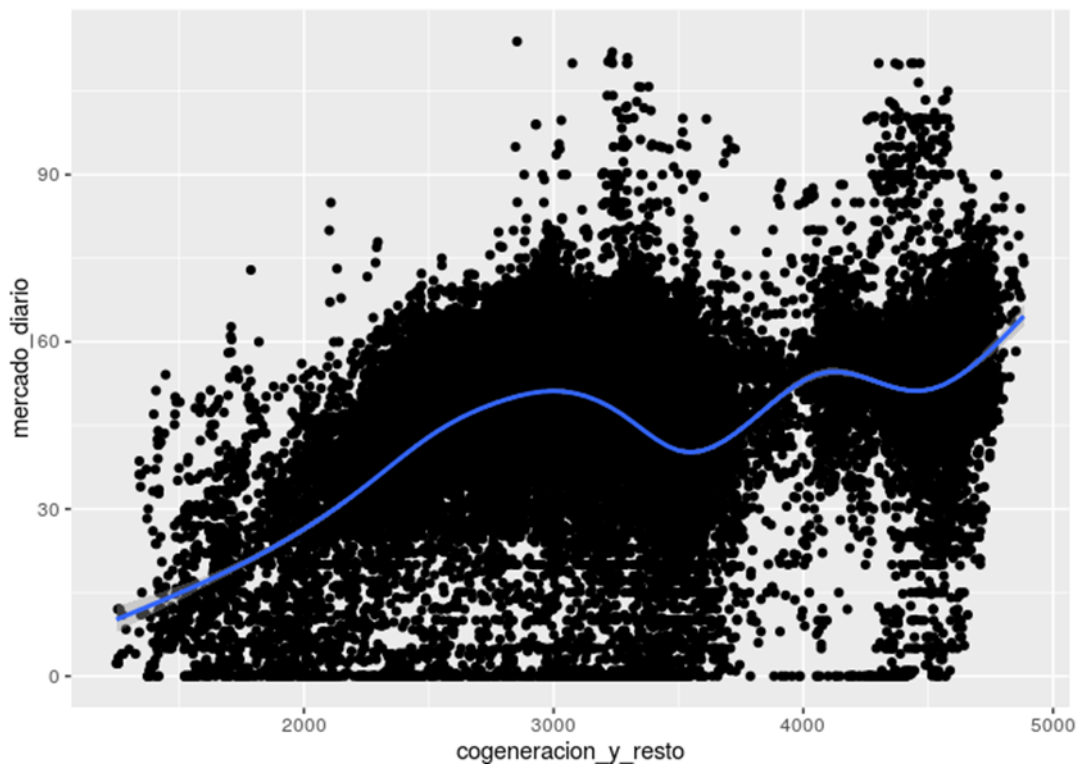


Figura nº 56– Precio mercado diario vs producción cogeneración y resto 2012-2015

3.1.8. Térmicas Carbón

Una central termoeléctrica o central térmica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles el carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Las centrales de carbón pueden ser, a su vez, de carbón importado o de carbón autóctono. Aunque podría argumentarse que el carbón autóctono mejora el grado de autoabastecimiento energético nacional (el cual no es problemático gracias a la amplia diversificación de orígenes de combustibles de la que disfruta España/infraestructuras de entrada de los mismos), el carbón importado tiene un coste normalmente inferior (el precio del carbón en los mercados internacionales está generalmente por

debajo del coste de extracción del carbón autóctono), mayor poder calorífico, mejores cualidades medioambientales (menos emisiones y partículas en su combustión), diversificado geográficamente y existente en países con reducido riesgo geopolítico.

A continuación, se muestra la instalación de potencia instalada de generación Hulla Antracita y de generación Hulla Sub-bituminosa a lo largo de la geografía española (figura nº57 y 58):

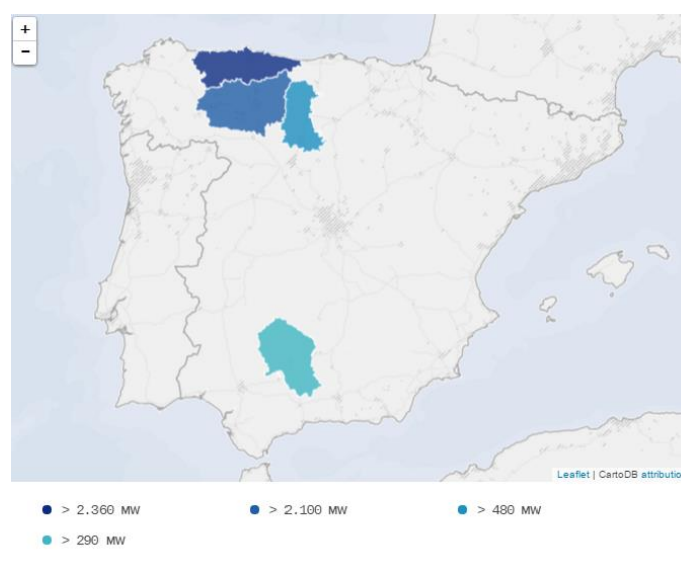


Figura nº 57– Distribución geográfica potencia instalada hulla antracita
Fuente: REE

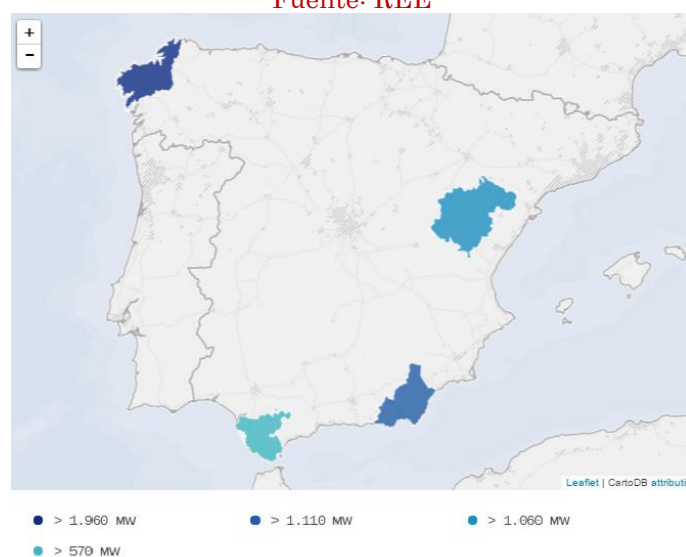


Figura nº 58– Distribución geográfica potencia instalada hulla subbituminosa
Fuente: REE

- **Análisis Descriptivo**

Como podemos evaluar en la figura nº 59 la generación de carbón crece cuando aumenta la generación total a partir de los 30.000MWh, cuando la demanda comienza a no ser cubierta con el resto de tecnologías que entran a un precio inferior.

El carbón muestra unos costes de producción intermedios, ligeramente inferiores a los de los ciclos combinados, sin embargo, su flexibilidad operativa es muy elevada.

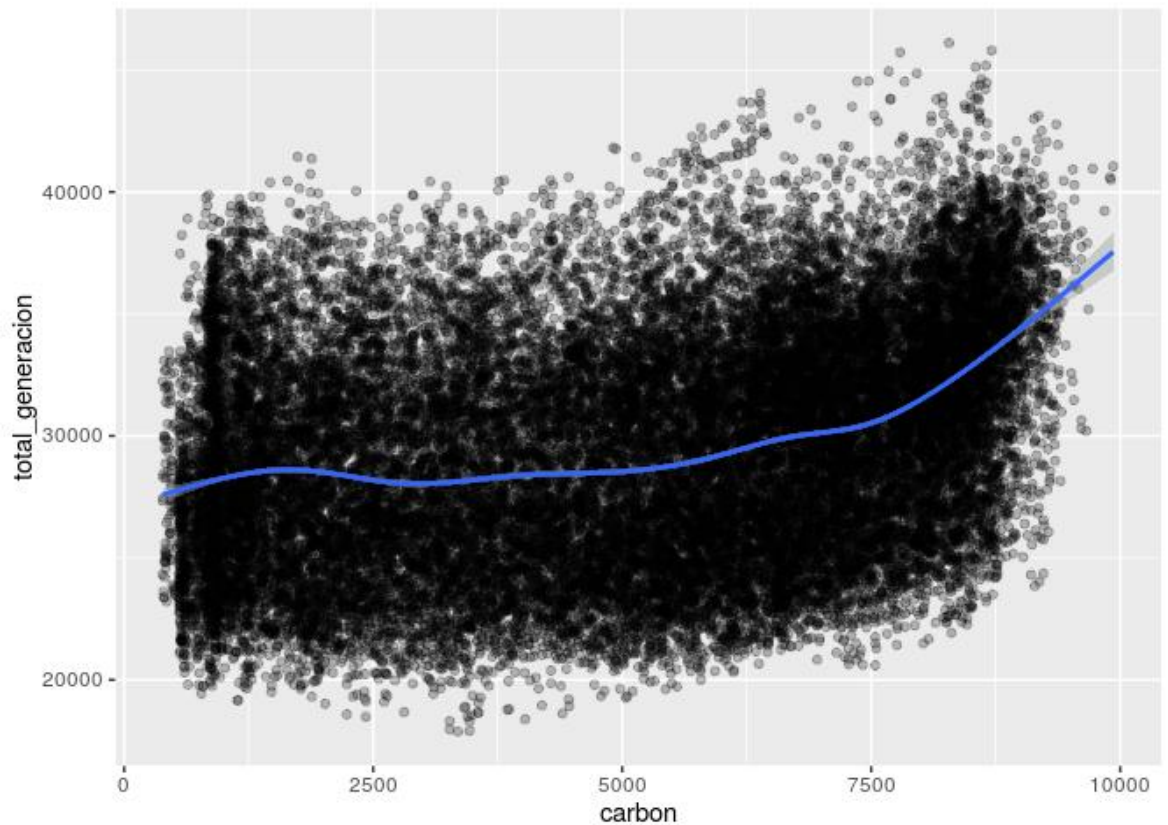


Figura nº 59– Generación total vs producción carbón 2012-2015

Según lo expuesto y de acuerdo con la orden de mérito, las centrales de carbón marcan el precio en un mercado competitivo, cuando la demanda es baja.

El precio ofertado busca sufragar sus costes, entre los cuales se encuentra el coste de la materia prima. Su repercusión en el mercado se aprecia en el grafico expuesto, figura n°60, al aumentar la producción de carbón aumenta el precio del mercado diario, con una correlación lineal de 0,74.

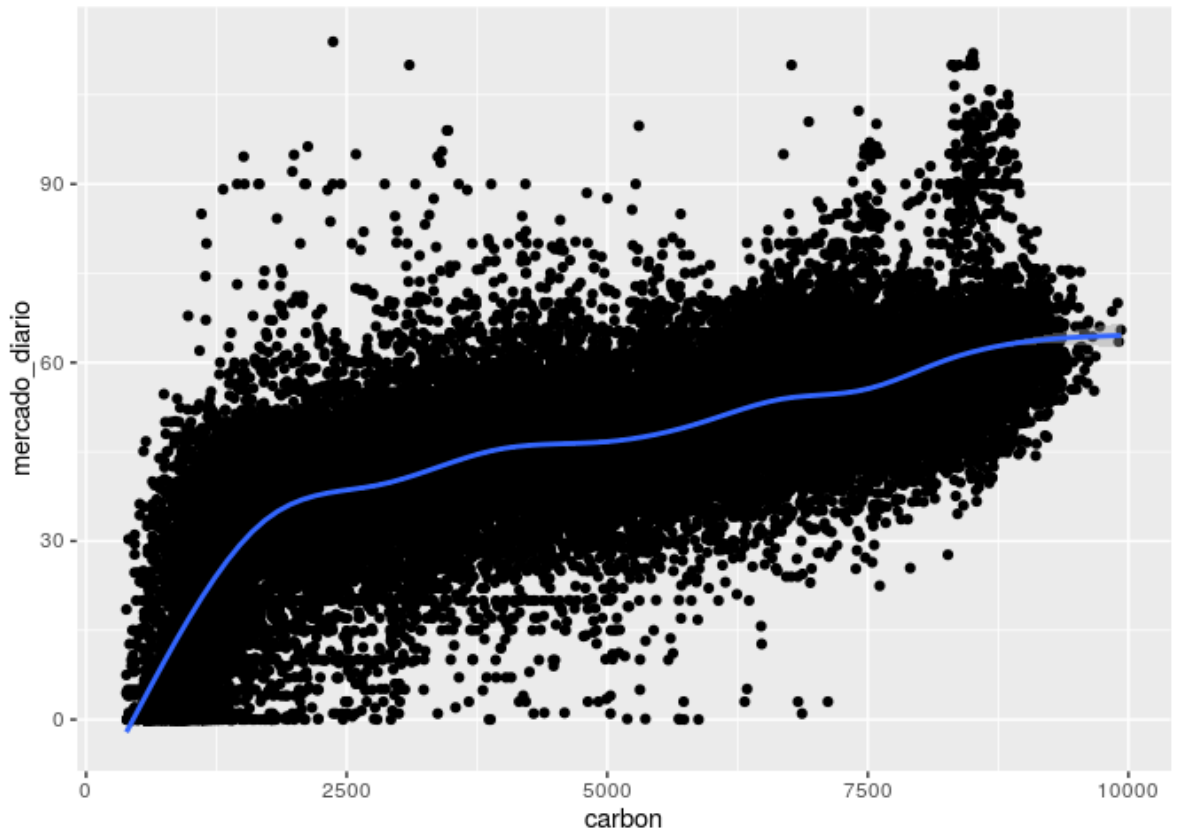


Figura n° 60– Precio mercado diario vs producción carbón 2012-2015

Como se puede ver en la figura n° 61, la producción de las centrales de carbón aumenta en los meses de verano, coincidiendo con la menor producción de hidráulica y sin embargo en los meses de marzo, abril y mayo se reduce.

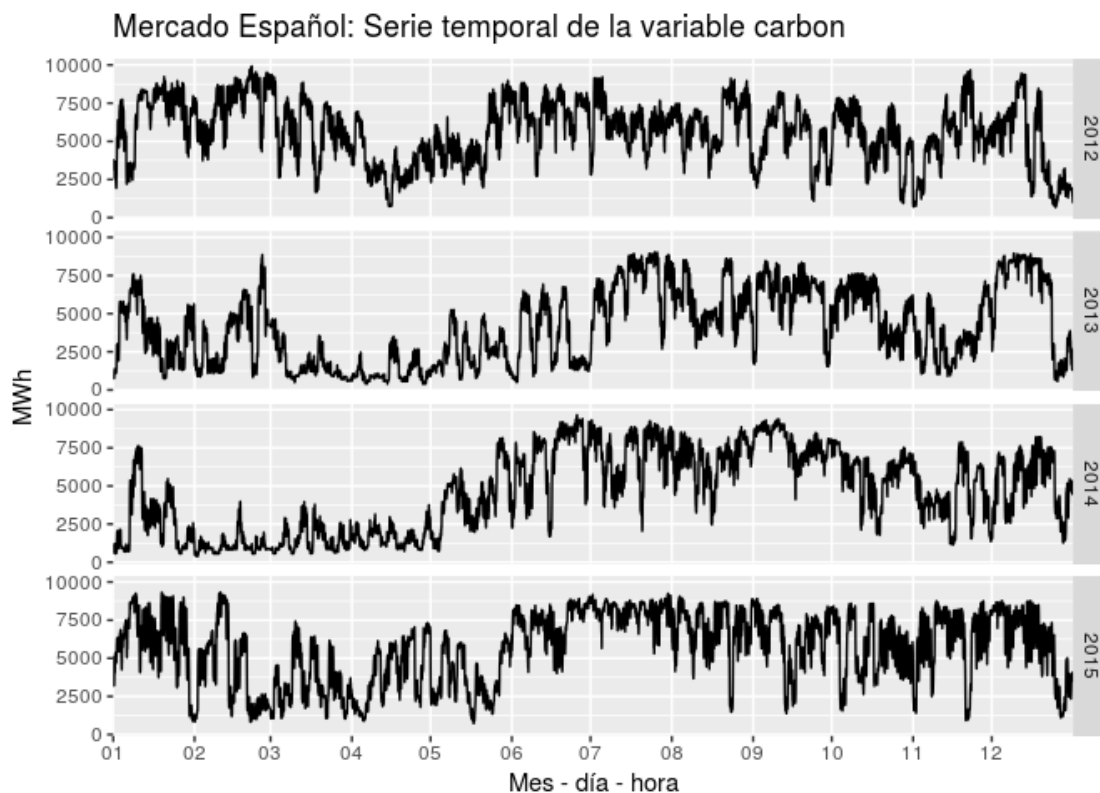


Figura nº 61– Serie temporal producción carbón 2012-2015

3.1.9. Ciclo Combinado

En estas centrales, la energía térmica del gas natural es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos, primero una turbina de gas y después una turbina de vapor.

Son muy fiables (las tasas de fallo más bajas de todo el parque de generación) y muy flexibles. El principal inconveniente es la dependencia de un combustible que proviene, en su mayor parte, de países con poca estabilidad política. Para contrarrestar este riesgo, España es uno de los países del mundo con un mayor potencial de diversificación de orígenes de gas natural gracias al fuerte desarrollo de regasificadoras, lo cual de hecho resulta en una elevada seguridad de suministro.

La potencia instalada de generación de ciclo combinado a finales de 2015 era de 27.199MW (figura n° 62):

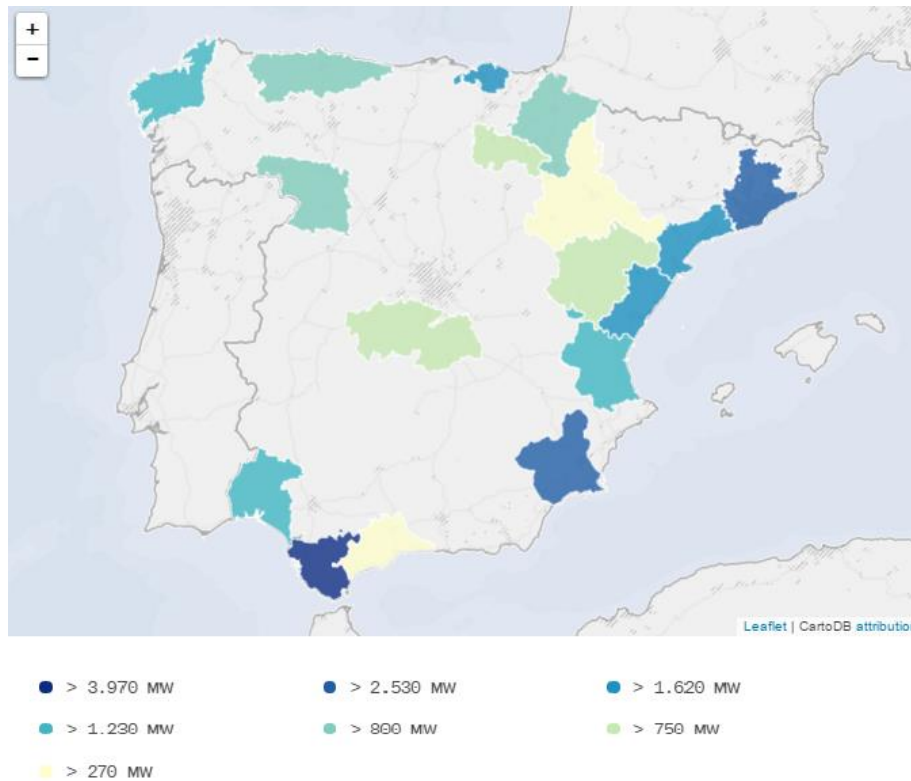


Figura n° 62– Distribución geográfica potencia instalada ciclo combinado
Fuente: REE

- **Análisis Descriptivo**

Esta tecnología de generación es una de las más eficientes y con menor impacto ambiental. Las inversiones necesarias para la construcción y puesta en marcha de estas centrales son relativamente reducidas. Su construcción requiere un corto plazo de ejecución y su operación goza de una gran flexibilidad. Su entrada en el mercado ha permitido pues la sustitución de las tradicionales plantas de generación de fuel-gas, mucho menos eficientes.

Al igual que ocurre con el carbón tiene unos costes de producción intermedios, que, junto con su flexibilidad, hace que marquen el precio de casación del mercado, cuando la demanda alcanza valores medios-altos.

El aumento inicial que se produce en la figura nº 63 de la producción del ciclo combinado con la reducción del total de la generación, es motivada por los rangos horarios de generación en los que otras tecnologías como la solar no van a generar producción.

Después de ese aumento se ve claramente que a medida que aumente la generación total (demanda) aumenta la producción de ciclo combinado, por la misma razón de los carbones, la demanda no es cubierta por las tecnologías que ofertan a un precio inferior.

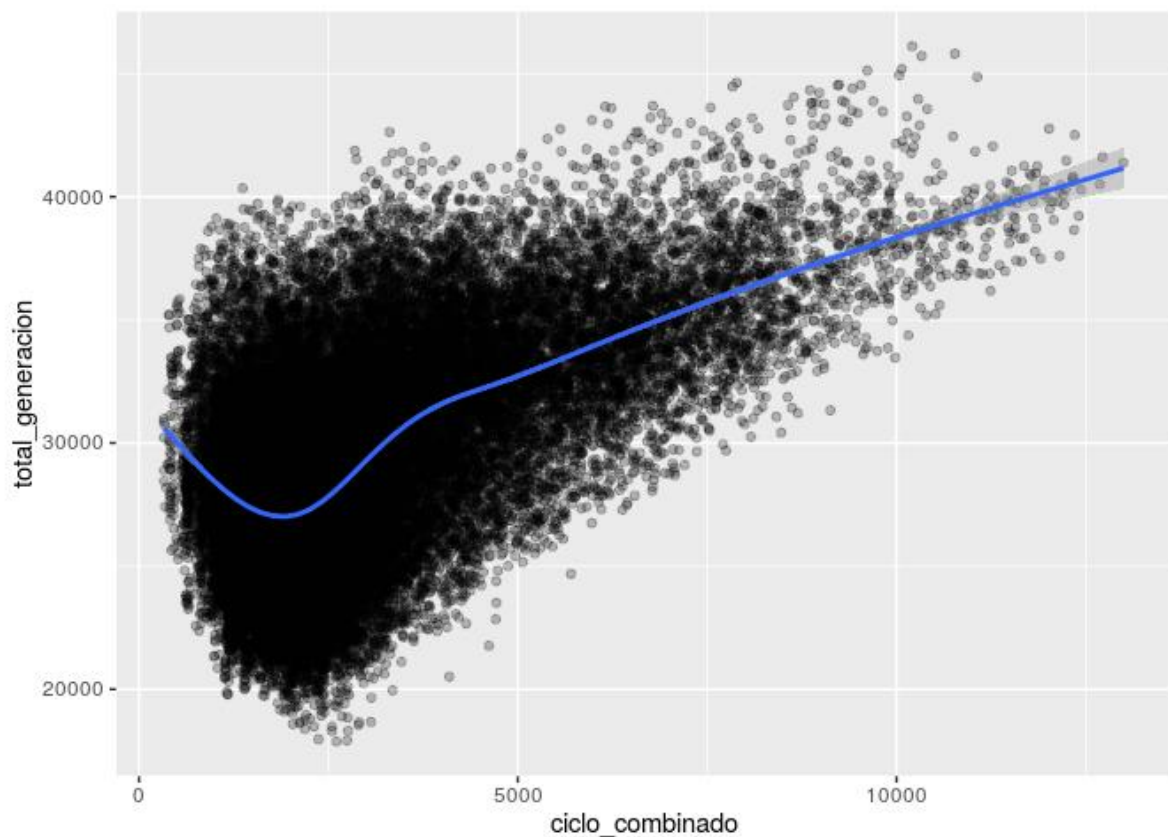


Figura nº 63– Generación total vs producción ciclo combinado 2012-2015

La casación del ciclo combinado en el mercado diario potencia un aumento del precio, de forma logarítmica (figura nº 64).

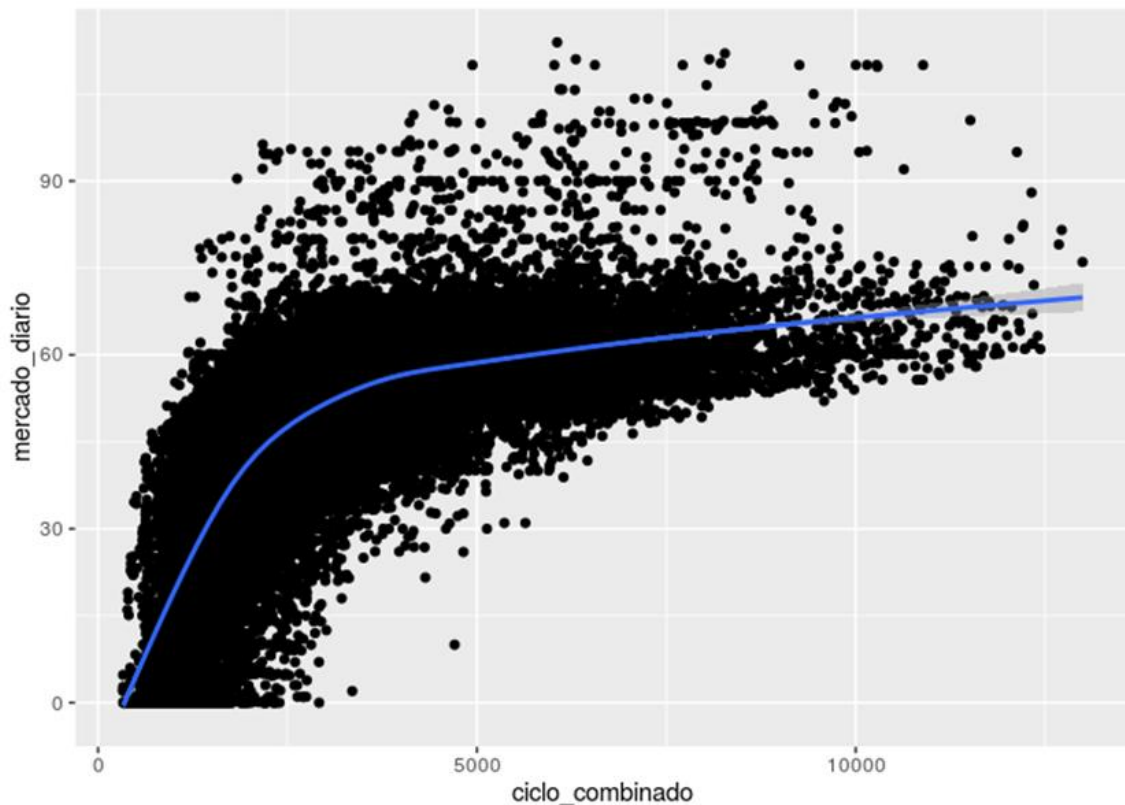


Figura nº 64– Precio mercado diario vs producción ciclo combinado 2012-2015

El principal inconveniente de esta tecnología es que depende de un combustible que proviene, en su mayor parte, de lugares del mundo con poca estabilidad política, lo que incrementa el riesgo de desabastecimiento y la volatilidad de los precios.

En el gráfico de serie temporal (figura nº 65) se puede apreciar la oscilación como secuencia de esa volatilidad y su inestabilidad al depender de la oscilación de producción del resto de tecnologías. Además de la reducción de producción desde 2013 por la desmantelación gradual de ciertas plantas de ciclo combinado.

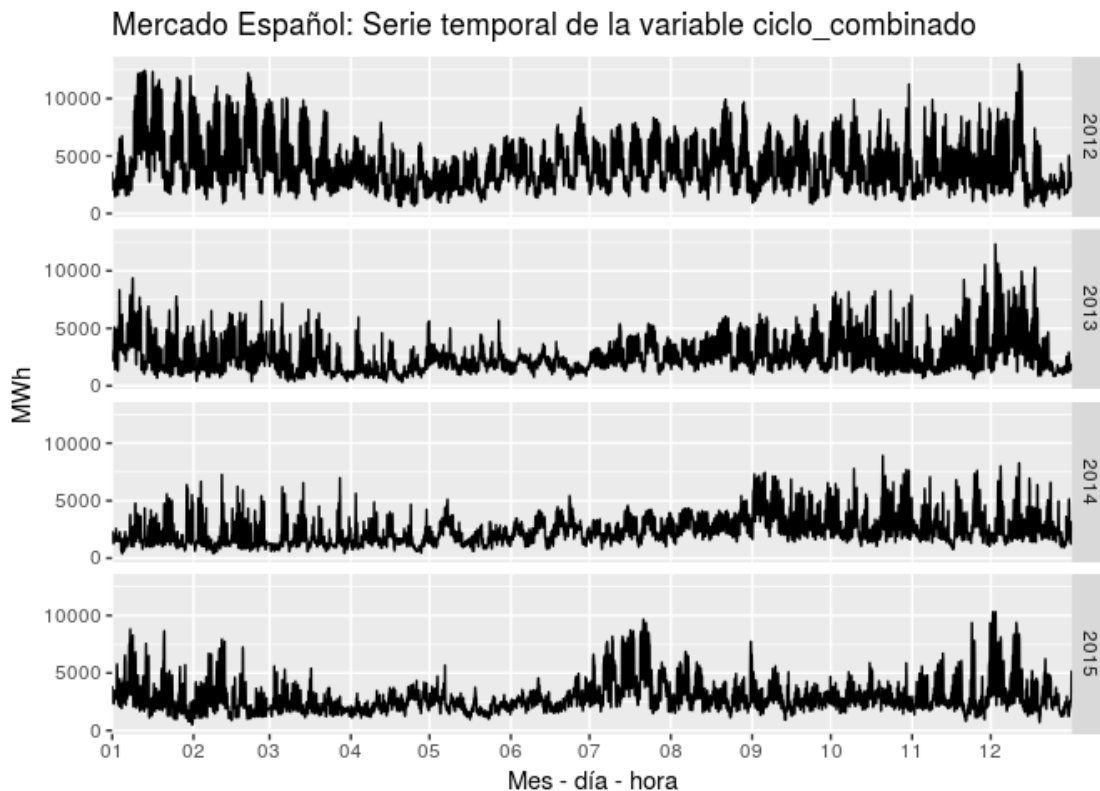


Figura nº 65– Serie temporal producción ciclo combinado 2012-2015

3.1.10. Hidráulica (UGH+turb bombeo)

Al igual que la hidráulica fluyente aprovecha la energía de una masa de agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse, convirtiéndola en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina. Se pueden distinguir dos tipos según el aprovechamiento hídrico:

- Central de regulación (Unidad de gestión hidráulica, UGH):

Consta de una presa y un embalse, elemento fundamental en este tipo de aprovechamiento hidroeléctrico, ya que gracias a él se facilita la gestión del agua, y con ello de la energía generada. En ellos se encuentra la toma y, a continuación, las compuertas de regulación, para encauzar el agua hasta la conducción a presión que es una galería excavada en roca con un pozo o torre vertical llamado chimenea de equilibrio que sirve para



amortiguar las ondas de presión que se originan en las maniobras de arranque o parada rápida, y está situada antes de la tubería forzada que lleva el agua hasta las turbinas. A la salida de las turbinas el agua es devuelta por una conducción al río. En muchas ocasiones la central se dispone al pie de la presa. En ese caso, el circuito hidráulico es mucho más simple, ya que carece de galería de presión y de chimenea de equilibrio, integrándose todo el circuito hidráulico en el cuerpo de la presa. El elemento fundamental de este tipo de aprovechamientos es el embalse constituido por la presa.

Una de las características fundamentales de este tipo de saltos es la facilidad de su puesta en servicio. En escasos 90 segundos se puede generar la potencia máxima partiendo de una situación de parada total. En este tiempo, se produce la apertura de las válvulas de protección del grupo, se acelera la máquina hasta alcanzar la velocidad sincronismo de la red, se acopla al sistema, y se abre el distribuidor del caudal hasta el máximo admisible. Ningún otro elemento de producción de energía con estas potencias arranca con esta facilidad y rapidez, siendo muy útil para resolver situaciones de desacople o desenganche de la red de los sistemas de producción en masa de energía; centrales térmicas, ciclos combinados, nucleares, eólica etc.

- Turbinación bombeo:

Debido al excedente de energía que puede darse en el sistema eléctrico en las horas valle, se crean este tipo de centrales que aprovechan la energía sobrante para elevar el agua de un depósito inferior a uno superior. En las horas de mayor demanda eléctrica, el agua del depósito superior se aprovecha para turbinar produciendo energía eléctrica y volviendo nuevamente el agua al depósito inferior.

Las centrales de bombeo son como las centrales de regulación hasta la restitución del agua al río. En lo que se diferencian estructuralmente es

que aguas abajo de la central se sitúa el depósito inferior que suele estar constituido por una presa y su embalse, de capacidad igual o superior al depósito superior. Conviene indicar que las tomas de un aprovechamiento reversible funcionan en los dos sentidos, captando agua en unas ocasiones, y aportando agua en otras, según sea el sentido de circulación del agua a causa de la generación o el bombeo.

Permiten absorber los excedentes de energía ocasionados por el desfase entre la producción y la demanda, garantizando así la estabilidad del sistema.

La distribución de la potencia instalada de generación por turbinación con bombeo y UGH en 2015 se muestra en las figuras nº 66 y 67:

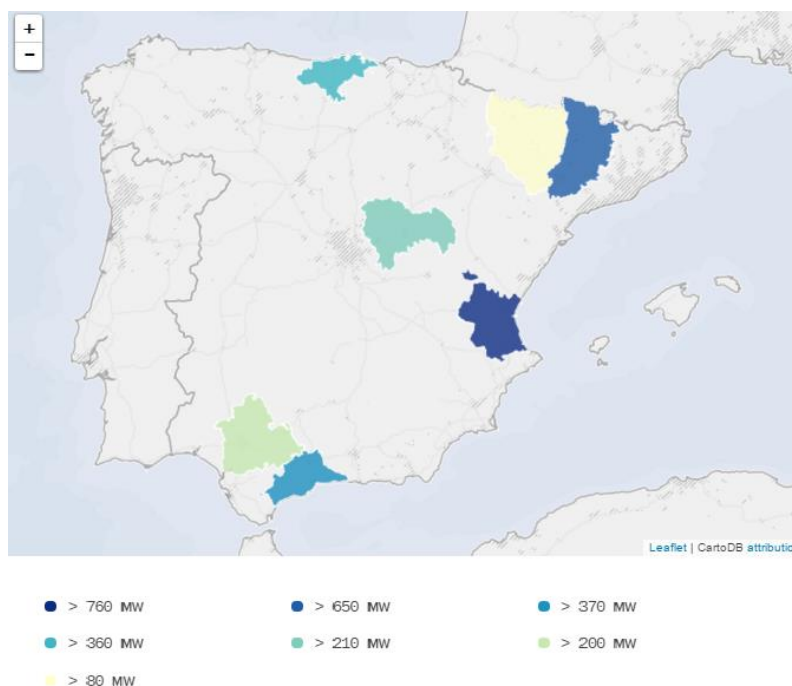


Figura nº 66– Distribución geográfica potencia instalada turbinación con bombeo
Fuente: REE

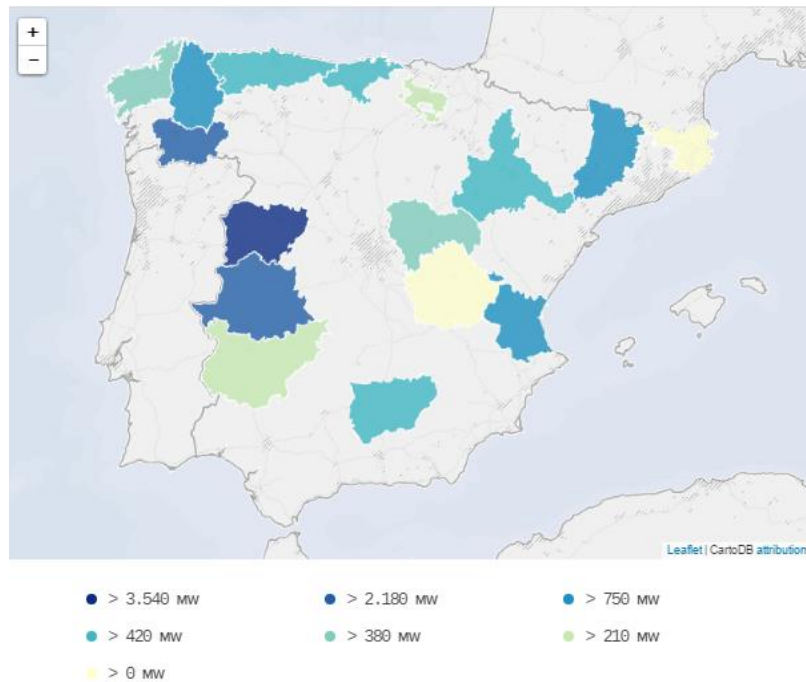


Figura nº 67– Distribución geográfica potencia instalada UGH
Fuente: REE

- **Análisis Descriptivo**

El aumento de la demanda conlleva el aumento de producción de la gran hidráulica, al ser las más adecuadas para cubrir las fluctuaciones entre la generación y la demanda y dar servicio a los picos de carga.

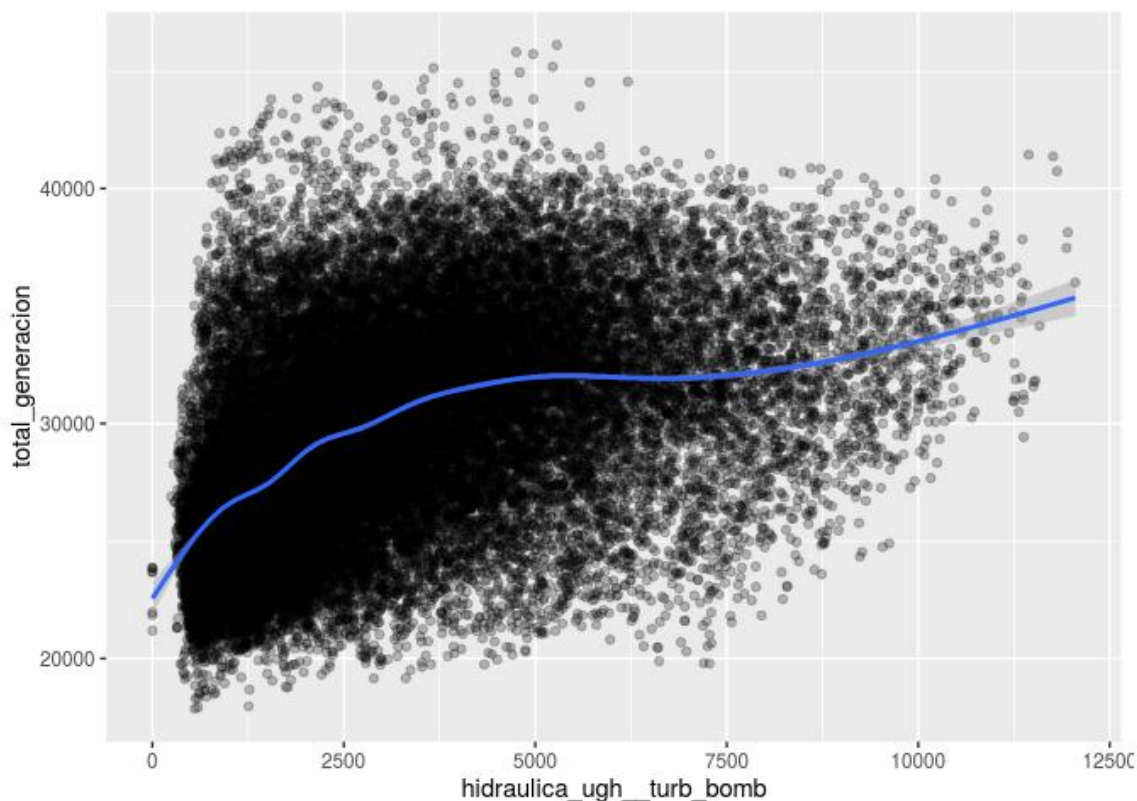


Figura nº 68– Generación total vs producción UGH 2012-2015

Los ingresos unitarios de las centrales son mayores que el precio medio del mercado, ya que concentran su producción en las horas de precios elevados. Sin embargo, sus ingresos absolutos no lo son tanto, ya que producen un reducido número de horas al año, en función de las expectativas sobre el valor futuro de dicha agua embalsada (precio esperado del mercado) y las precipitaciones futuras (aportes de agua al embalse).

Esto, junto con sus elevados costes fijos y costes variables no nulos, hace que la rentabilidad realmente obtenida por estas tecnologías sea moderada y por tanto esta tecnología gestionable marque el precio de casación (figura nº 69).

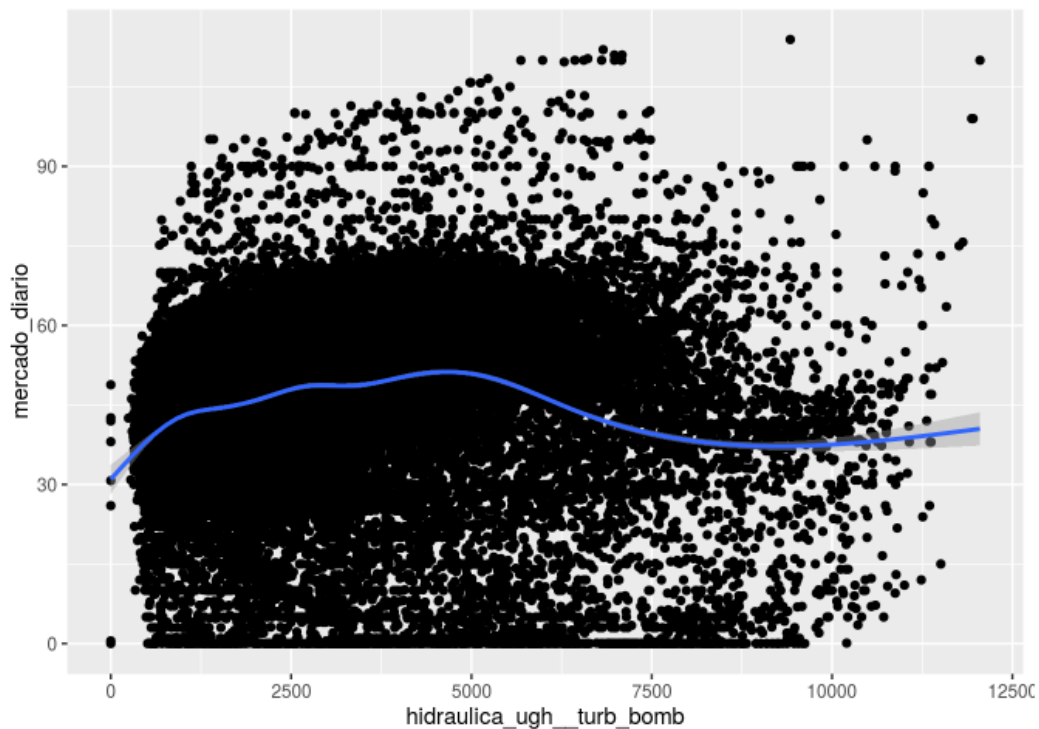


Figura nº 69– Precio mercado diario vs producción UGH 2012-2015

Como se puede ver en la serie temporal (figura nº 70) los meses de mayor producción son de febrero a abril y los de menor producción de Junio a octubre, ocasionado por la disponibilidad del recurso.

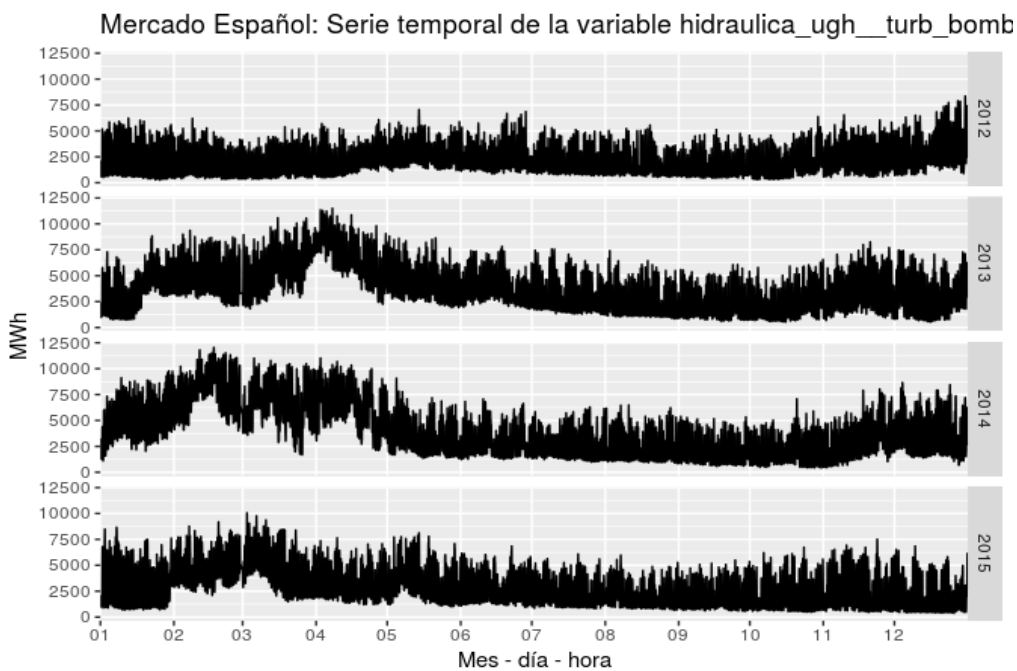


Figura nº 70– Serie temporal producción UGH 2012-2015

- **Bombeo**

Como se ha expuesto el consumo de bombeo, figura n 71, se produce en las horas valle, donde el precio es más bajo, para elevar el agua de un depósito inferior a uno superior y poder generar con esa agua bombeado en las horas de precios elevados.

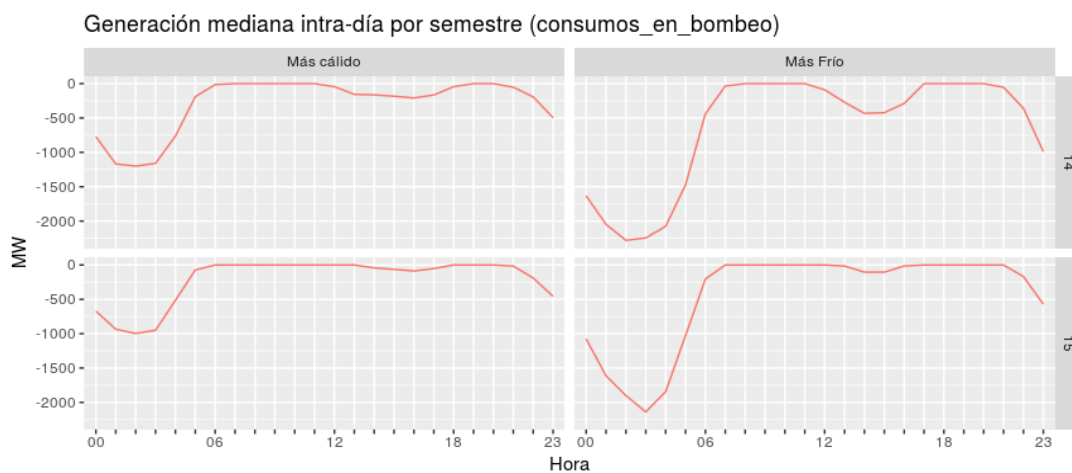


Figura n° 71– Consumo bombeo por semestres 2014-2015

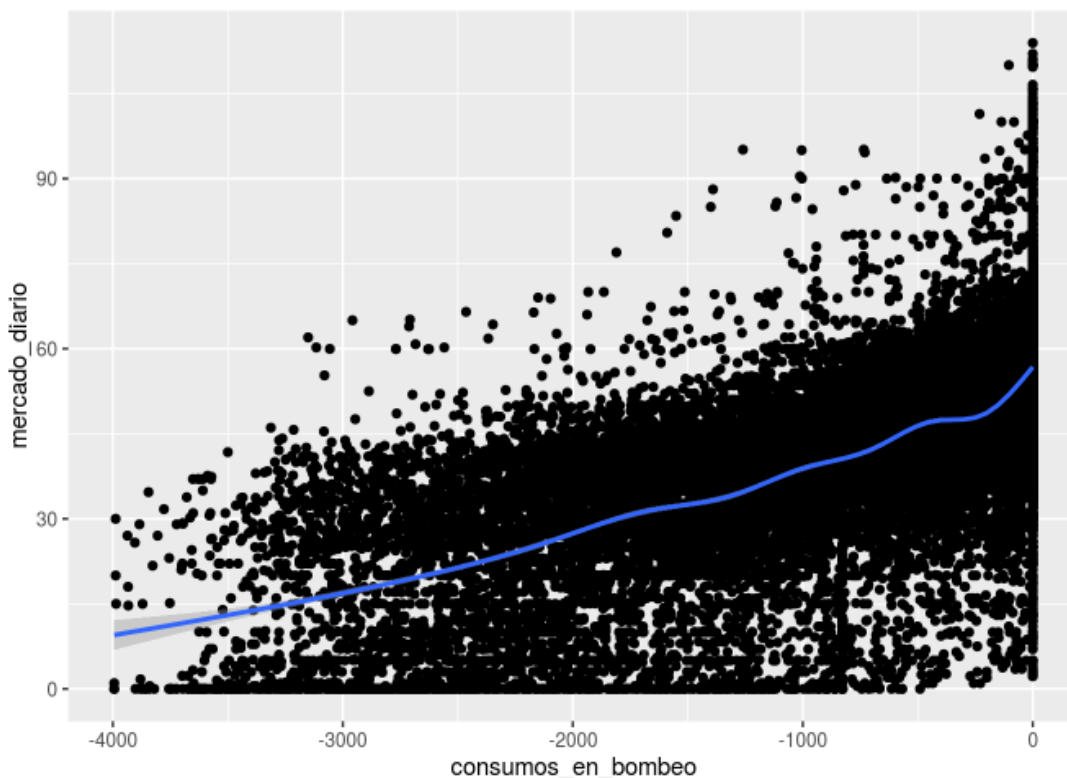


Figura n° 72– Precio mercado diario vs consumo bombeo 2012-2015

Coincidiendo con las mayores producciones, el consumo de bombeo es inferior puesto que el precio va a ser mayor por la demanda (figura nº 72).

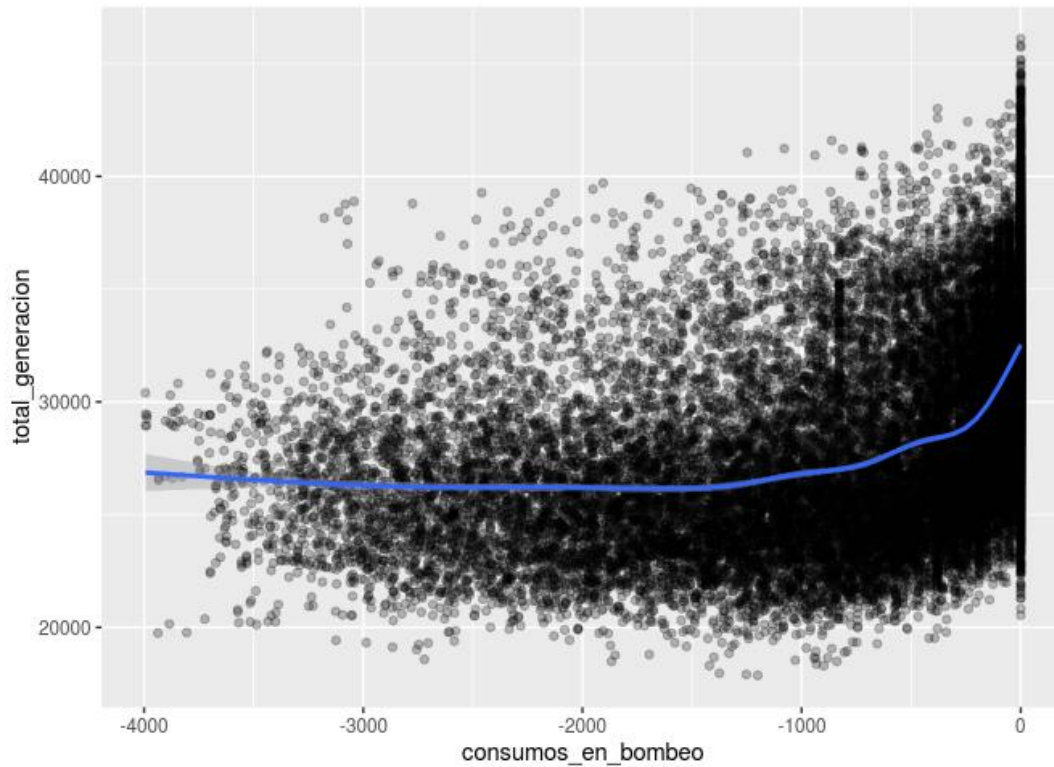


Figura nº 73– Generación total vs consumo bombeo 2012-2015

En figura nº 74 se aprecia la influencia de la disponibilidad del propio recurso, siendo mayor el bombeo en los meses con mayor precipitación como se aprecia en la serie temporal de la figura nº 75.

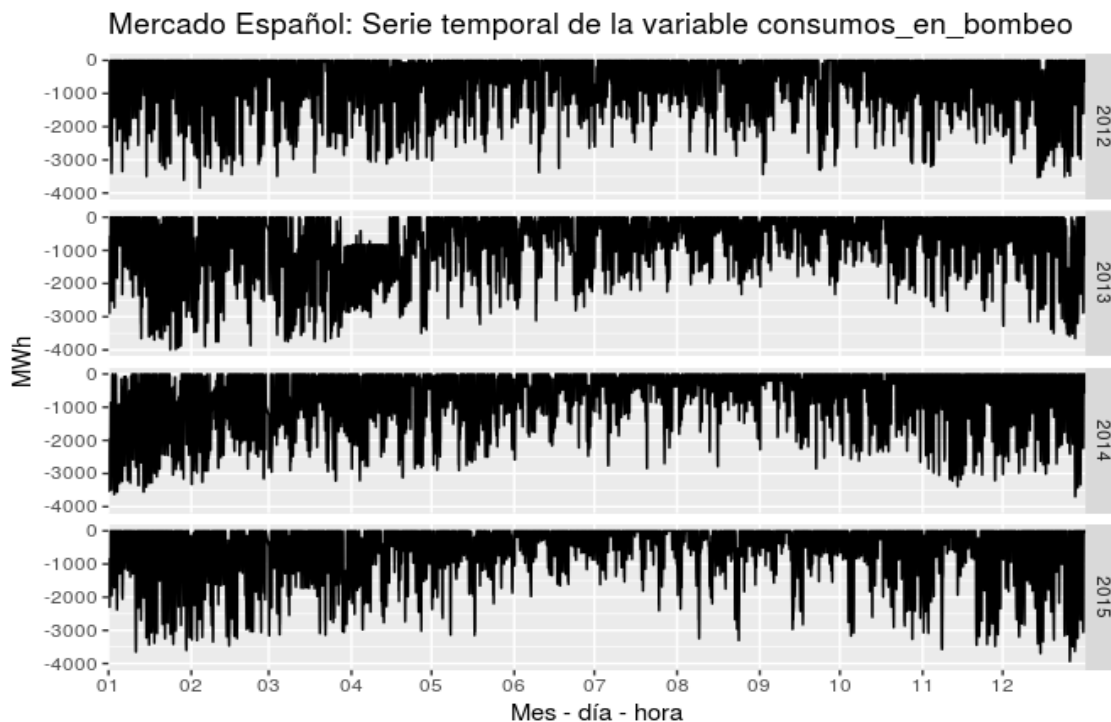


Figura nº 74– Serie temporal consumo bombeo 2012-2015

3.1.11. Fuel/Gas

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuel-oil, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo, descrito en el análisis de la producción de la tecnología de carbón. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

La entrada en el mercado de los ciclos combinados ha generado la desaparición de las tradicionales plantas de generación de fuel-gas, como se indicó anteriormente.

- **Análisis Descriptivo**

Las tecnologías de fuel gas era una de las más flexibles, es decir, tenían una gran capacidad para variar su potencia en un determinado periodo de tiempo, esto les permitía operar unas pocas horas al año cuando la demanda es muy alta (cuando la demanda es muy alta).

Las centrales de fuel-gas eran las tecnologías más caras, al depender del coste tan elevado de su materia prima, que debía cubrir su coste de oportunidad.

En las figuras 75 y 76 se representa la producción de esta tecnología durante los años 2012 y 2015 frente a la generación total y al precio del mercado diario. De ambos gráficos no se puede obtener ninguna conclusión pues las variaciones que se han producido durante estos años no permite extraer ninguna tendencia en esta variable.

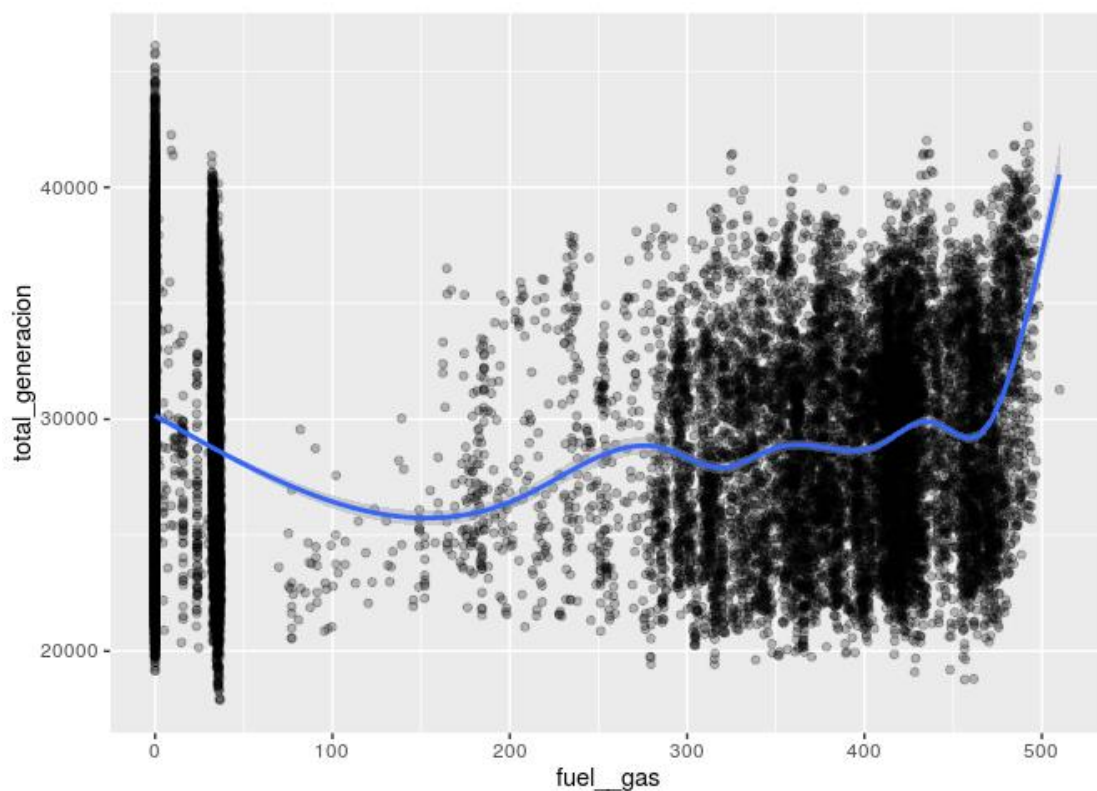


Figura nº 75– Generación total vs producción fuel/gas 2012-2015

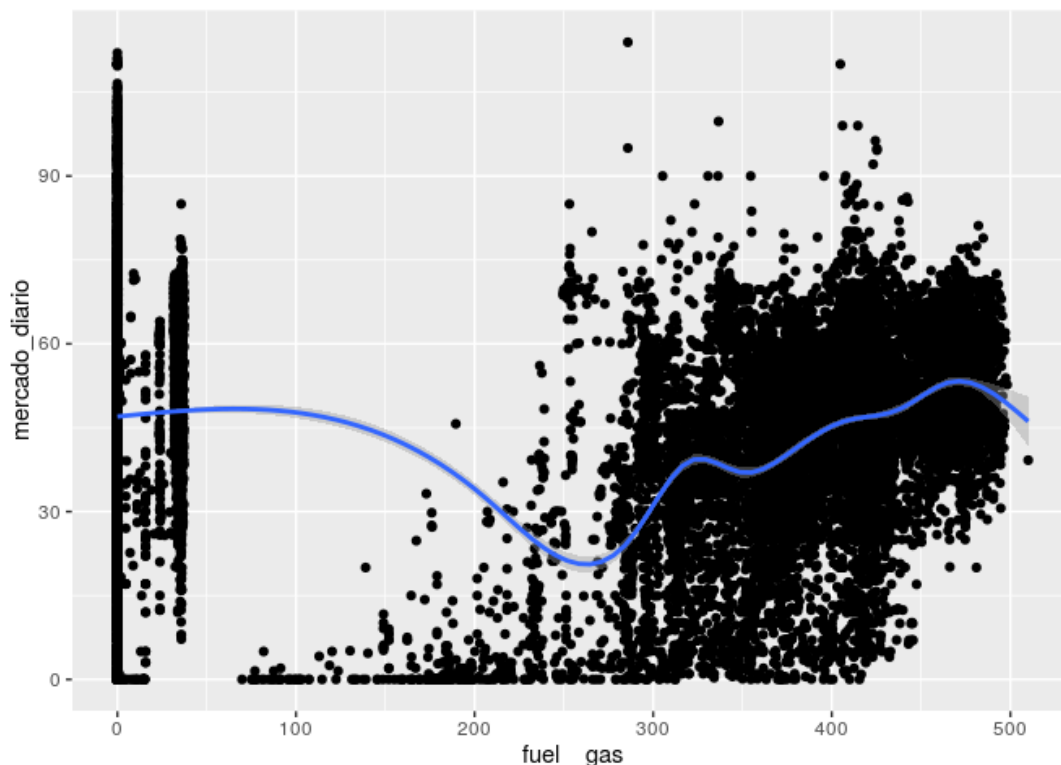


Figura nº 76– Precio mercado diario vs producción fuel/gas 2012-2015

En la figura nº 77 se puede apreciar que durante los años 2012 y 2013 no hubo generación de fuel-gas, por la alta producción de la cogeneración durante esos años promovida por las primas.

A partir de 2014 con la modificación del Real Decreto 2818/1998, que asignaba las primas a las tecnologías renovables, la producción de cogeneración se reduce drásticamente y comienza la producción de fuel-gas. Aun así, su aportación máxima de generación es de, siendo de esta forma muy escasa su aportación al mercado. Sus máximos beneficios los obtenían a través del cobro de los pagos por capacidad.

A partir de junio de 2015 no hay producción del fuel-gas, por el cierre de las centrales.

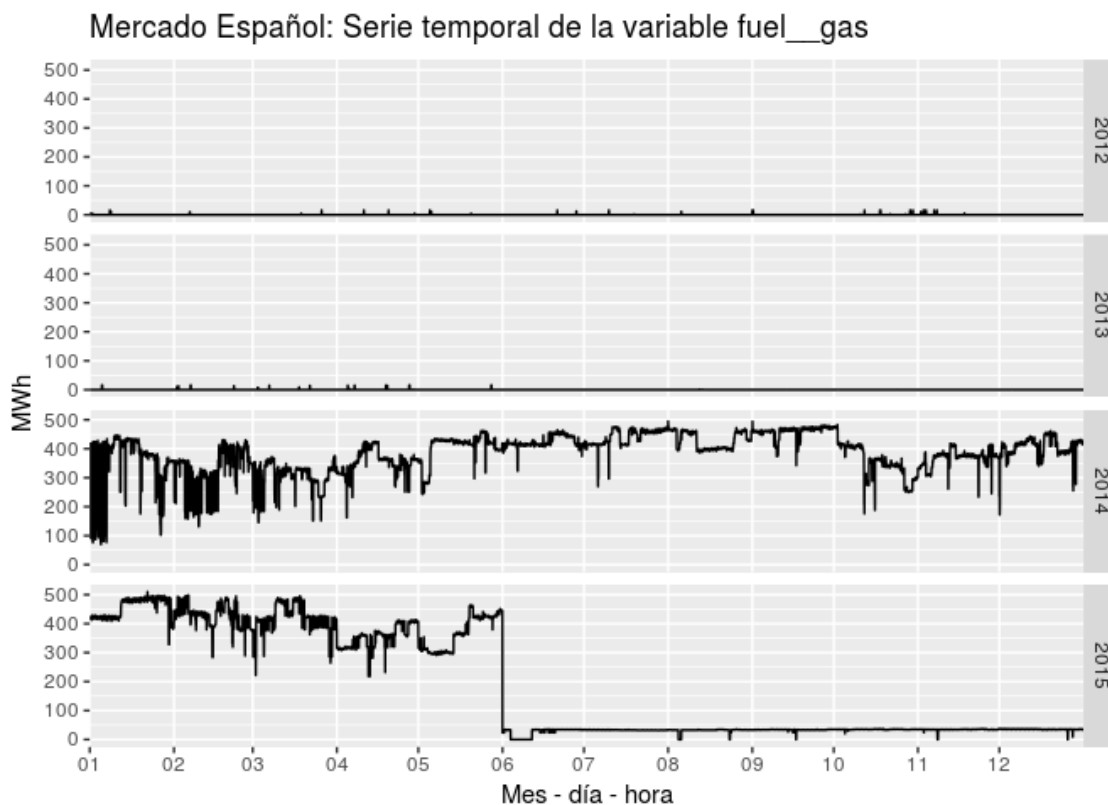


Figura nº 77– Serie temporal producción fuel/gas 2012-2015

3.1.12. Enlaces

La interconexión eléctrica entre la Península y las islas Baleares permite su integración en el mercado eléctrico ibérico, genera una garantía de transparencia y neutralidad en el funcionamiento del sector eléctrico de Baleares, posibilita la entrada de otros generadores y comercializadores, conformándose así un sistema eléctrico balear más competitivo y eficiente.

La puesta en servicio de la instalación se produjo en agosto de 2012. Durante su primer año de funcionamiento, el enlace hizo una aportación media de casi el 30 % del consumo global del sistema balear, llegando en momentos puntuales al 40%.

- **Análisis Descriptivo**

Su papel en la casación del precio de mercado diario no es significativo, es meramente de gestión de consumo-demanda. En las figuras nº 78 y 79 se aprecia que la demanda del enlace crece, cuando sube la demanda peninsular y repercute al precio del mercado diario al subir la demanda del sistema.

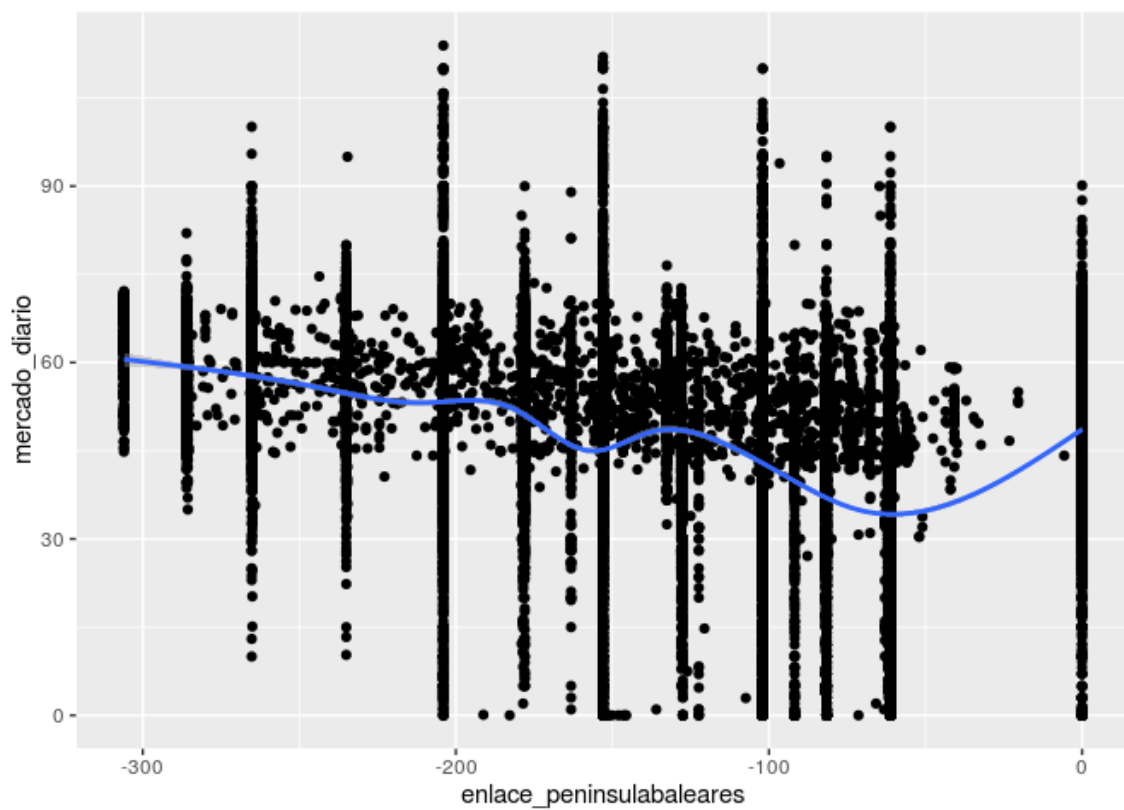


Figura nº 78– Precio mercado diario vs enlace península baleares 2012-2015

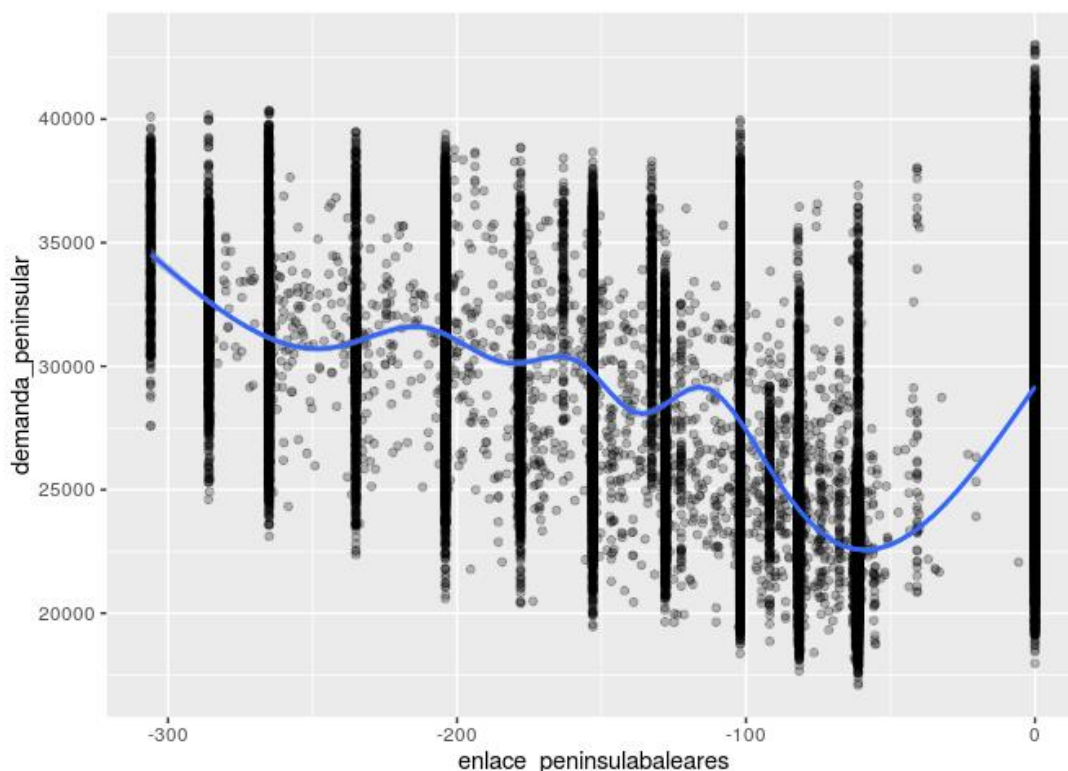


Figura nº 79– Demanda total vs enlace península baleares 2012-2015

3.1.13. Saldo Internacional

Las interconexiones internacionales (REE,2012) son el conjunto de líneas y subestaciones que permiten el intercambio de energía entre países vecinos y generan una serie de ventajas en los países conectados:

Contribuyen a la seguridad del suministro, facilitando funciones de apoyo entre sistemas vecinos. Las interconexiones son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro.

Aportan mayor estabilidad y garantía de la frecuencia en los sistemas interconectados.

Proporcionan un mejor aprovechamiento de las energías renovables.

Facilitan los intercambios comerciales de energía, aumentando la competencia al aprovechar las diferencias de precios de la energía en los sistemas eléctricos interconectados. Las interconexiones juegan un papel

fundamental en el llamado Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), que busca integrar el conjunto de los mercados existentes a día de hoy en la Unión Europea en un solo mercado.

El sistema eléctrico español está interconectado, como se muestra en la figura nº 81, con el sistema portugués (configurando así el sistema eléctrico ibérico), con el del norte de África, a través de Marruecos y con el sistema eléctrico centroeuropeo, a través de la frontera con Francia.

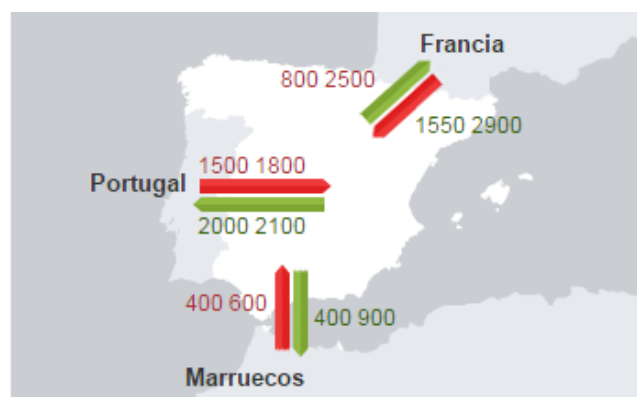


Figura nº 80– Interconexión del sistema eléctrico español.

Fuente: REE

- **Análisis Descriptivo**

- Enlace Francia

En la figura nº 83 se aprecia una simetría, que nos permite ver cómo afectan las relaciones de intercambio. En negativo cuando España es exportadora y en positivo cuando importa.

En el momento en el que Francia comienza a importar energía de España el precio baja escasamente, para volver a subir después de forma abrupta coincidiendo con la subida de la demanda peninsular.

Cuando España importa la energía de Francia la tendencia que se genera en los precios es de subida, como se puede observar en la figura nº 82.

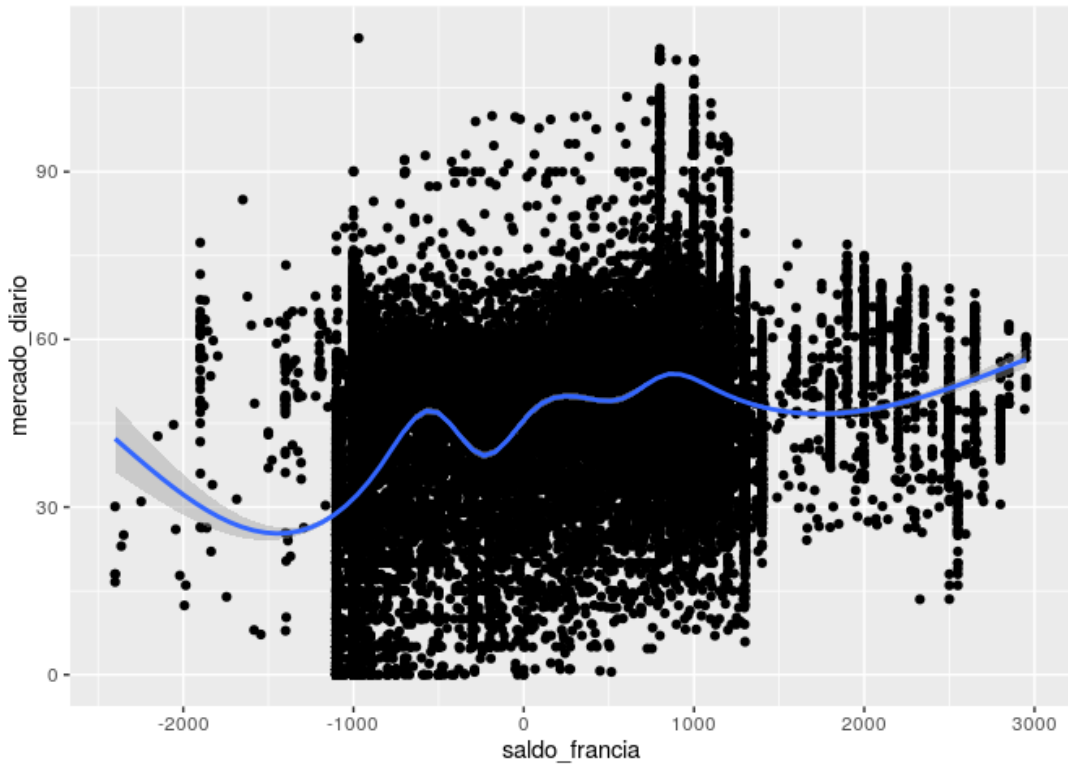


Figura nº 81– Precio mercado diario vs saldo Francia 2012-2015

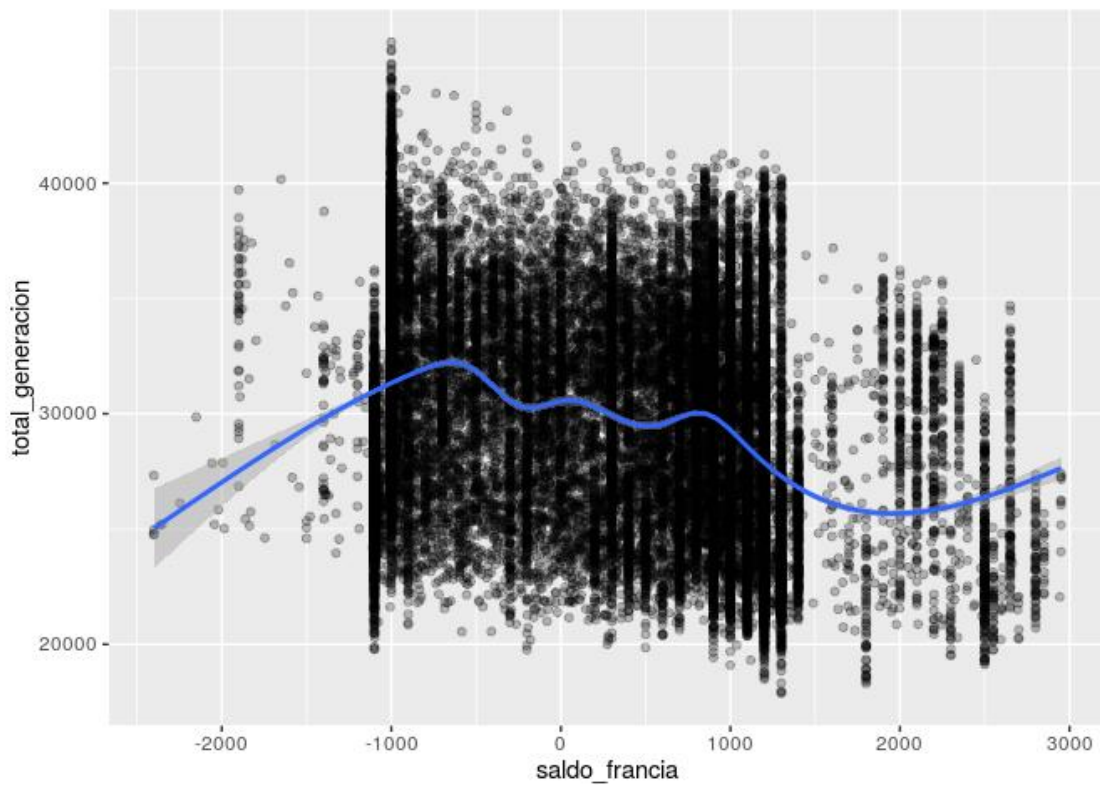


Figura nº 82– Generación total vs saldo Francia 2012-2015

- Enlace Marruecos

El enlace entre España y Marruecos tiene la singularidad de ser un avance en políticas de cooperación que influyen en el desarrollo socioeconómico. Para España supone una herramienta que aporta seguridad al sistema, cuyo sentido únicamente es de importación.

El precio se ve influido únicamente por la variación en la demanda, es decir, en la figura nº 84, se ve una ligera subida a medida que aumenta la importación.

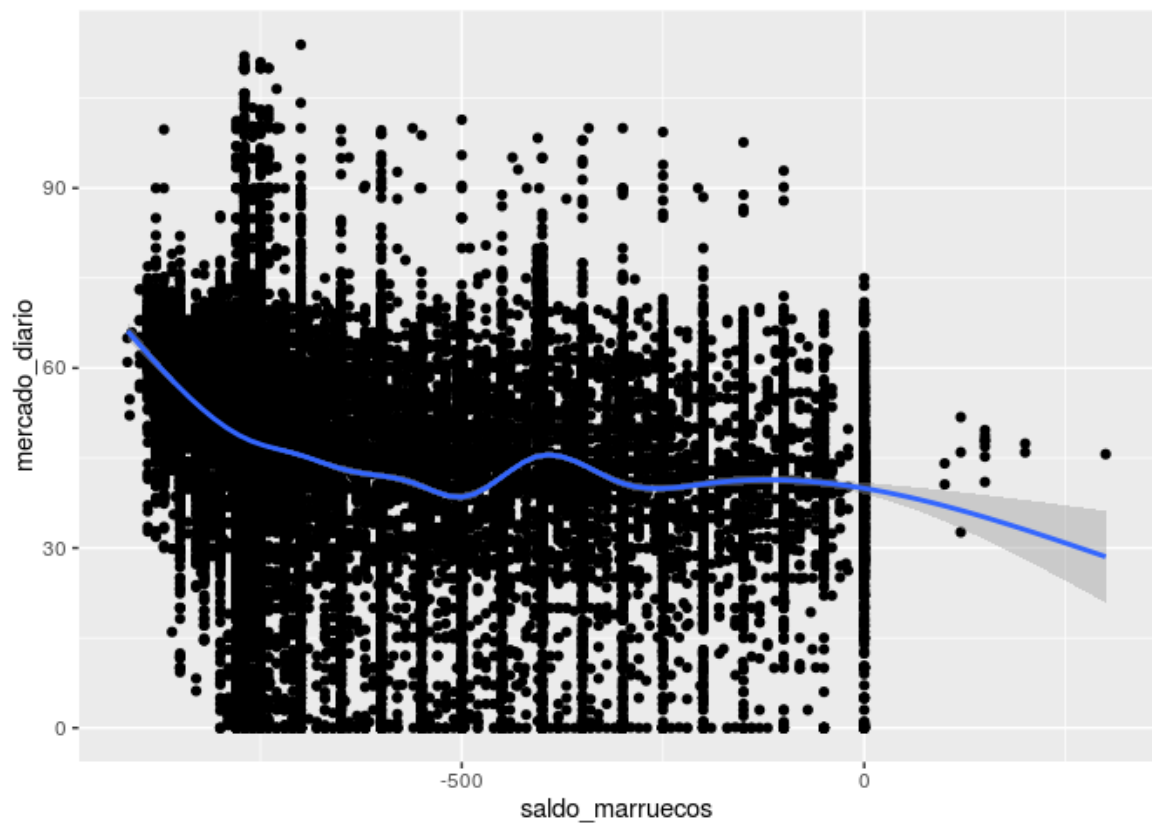


Figura nº 83– Precio mercado diario vs saldo Marruecos 2012-2015

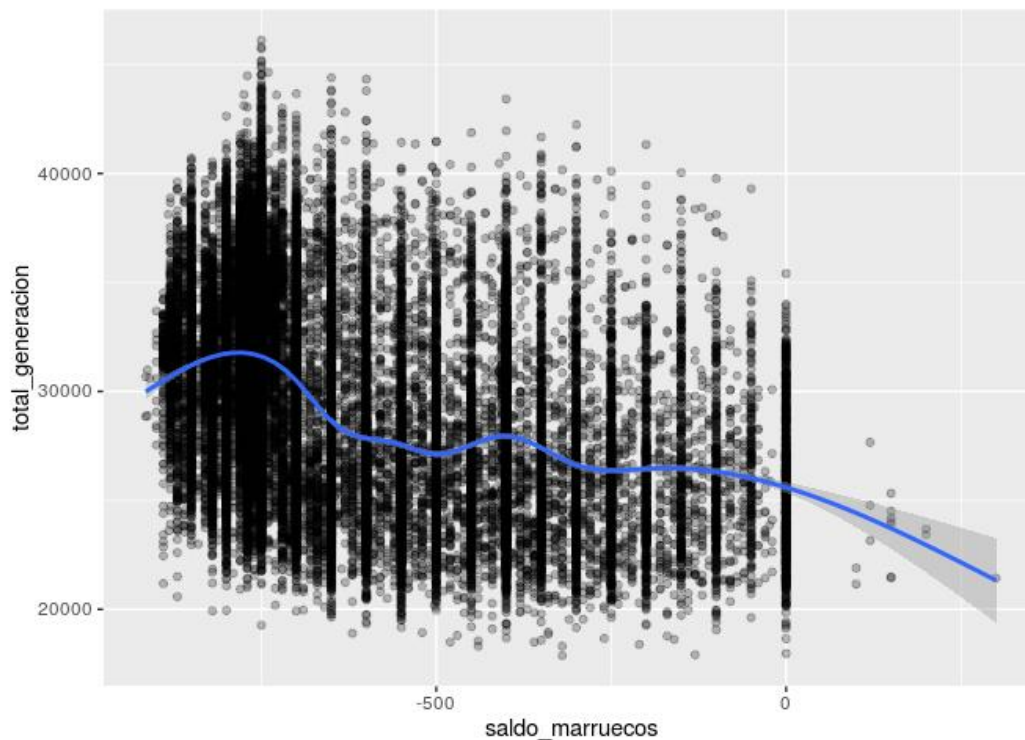


Figura nº 84– Generación Total vs saldo Marruecos 2012-2015

o Enlace Portugal

La capacidad de intercambio comercial, calculada por los operadores de los sistemas de España y Portugal, REE y REN, juega un papel fundamental en la fijación de precios en ambos países. Si la energía que fluye por la interconexión no supera el máximo establecido por los operadores, el precio de compra y venta de energía será igual en España y en Portugal, denominándose a esta situación acoplamiento de mercados.

En cambio, si el flujo supera el máximo de capacidad designado, se desacoplan los mercados y el precio de la electricidad es distinto en España y Portugal. La diferencia de precios entre ambas áreas interconectadas, española y portuguesa, genera unos ingresos llamados «rentas de congestión». Estos ingresos se reparten a partes iguales entre los dos países y se destinan al desarrollo de futuras interconexiones o para disminuir las tarifas de acceso.

De los gráficos de las figuras nº 86 y 87, se puede concluir que el mercado es único y no influirá en la casación del precio.

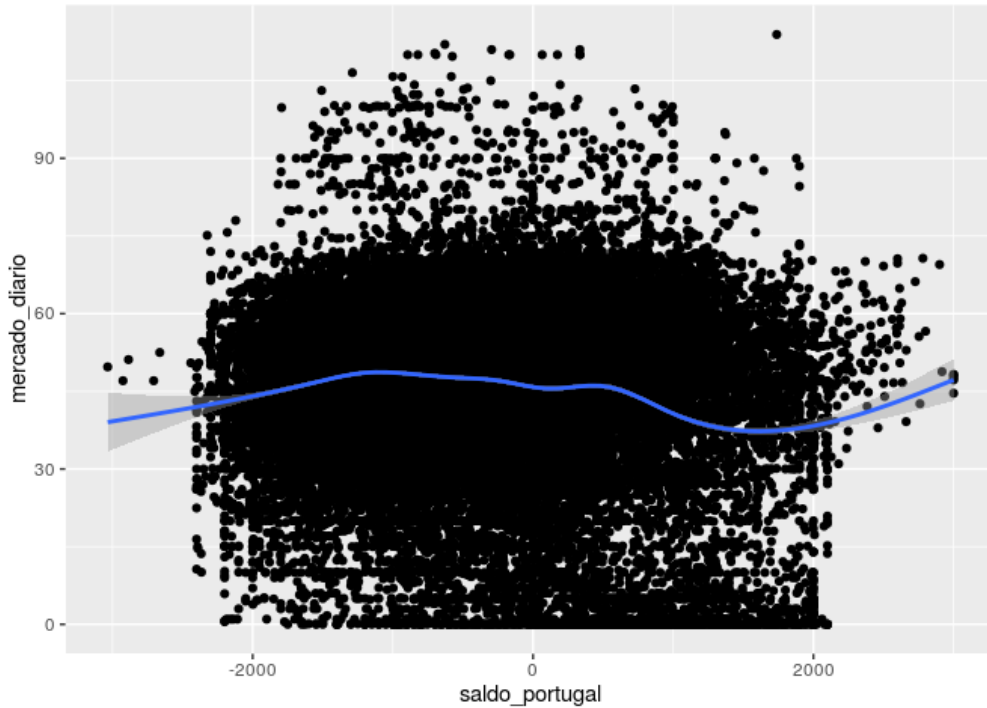


Figura nº 85– Precio mercado diario vs saldo Portugal 2012-2015

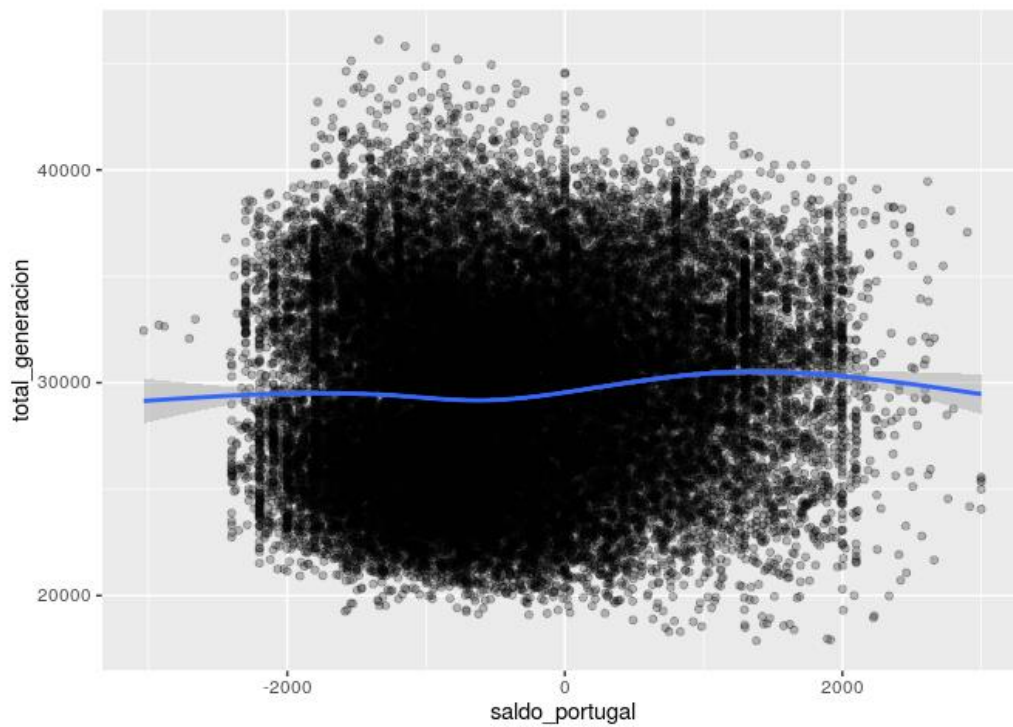


Figura nº 86– Precio mercado diario vs saldo Portugal 2012-2015



o Enlace Andorra

El sentido es únicamente exportador, en la figura nº 88, no afectando de forma directa en el precio de casación del mercado. Hay una ligera concavidad en la línea de correlación que se podría explicar por una bajada de la demanda.

La relación existente entre el saldo importado desde andorra y el total de generación es creciente (figura nº 89).

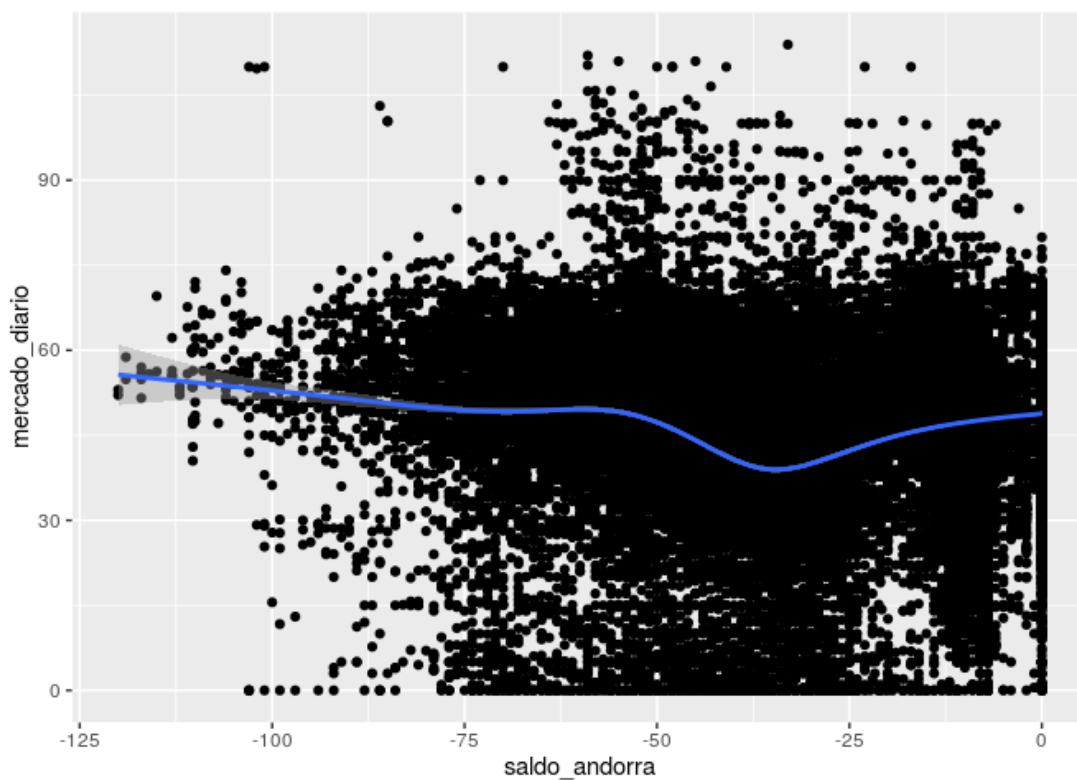


Figura nº 87– Precio mercado diario vs saldo Andorra 2012-2015

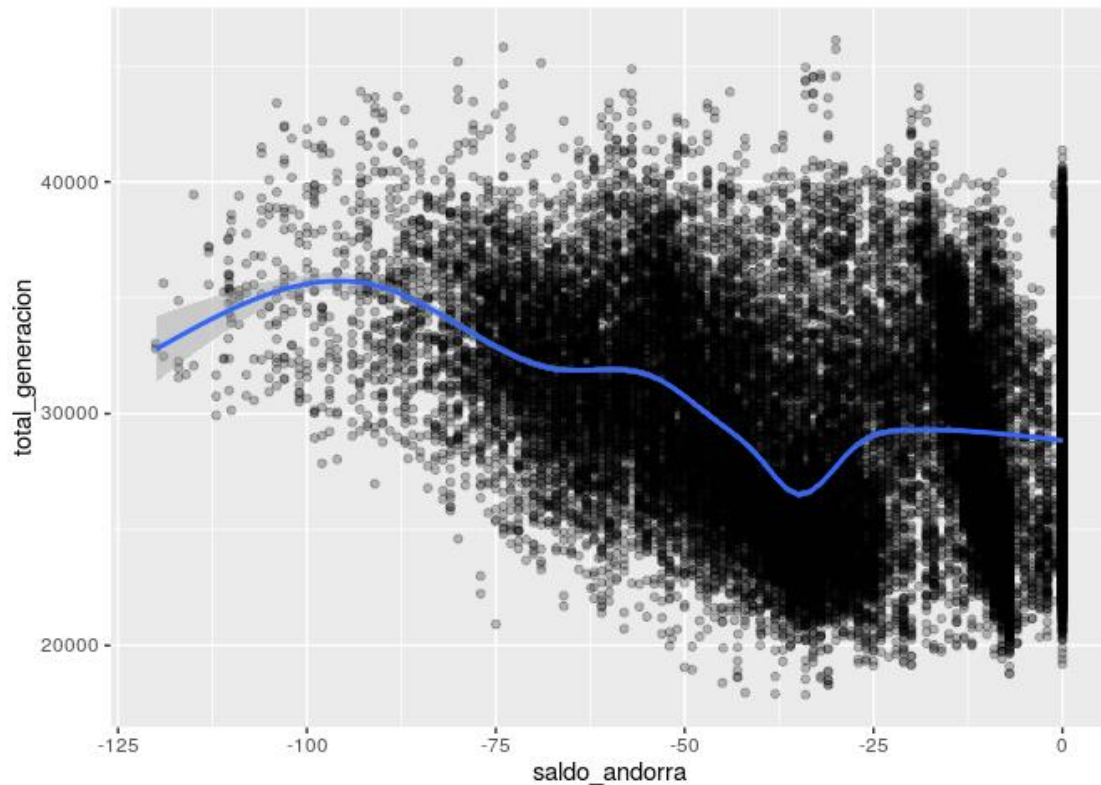


Figura nº 88– Generación Total vs saldo Andorra 2012-2015

3.2. DEMANDA

El precio para cada una de las horas del día siguiente como se ha indicado en la figura nº 3 se obtiene mediante las curvas agregadas de la oferta y la demanda. Las empresas encargadas de la generación realizan sus ofertas (cantidad de energía y precio) y las empresas encargadas de la comercialización, o consumidores directos, demandan la energía necesaria a un precio determinado.

El punto de corte de las curvas de oferta y demanda, se denomina punto de casación y establece el precio de la energía para esa determinada hora. Por tanto, como consecuencia y al igual que las producciones tenían una relación directa con el precio del mercado, la demanda también tiene una correlación con el precio de 0,52 (figura nº 90).

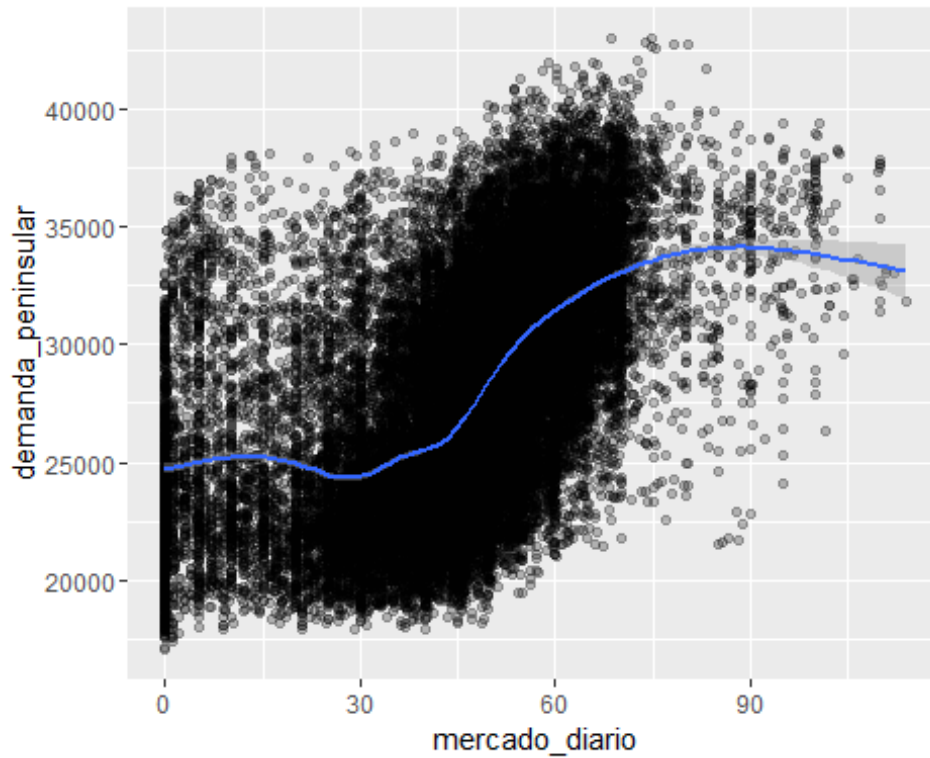


Figura nº 89– Precio mercado diario vs Generación total 2012-2015

Todo el sistema eléctrico está enfocado de modo que se cubra la demanda que los consumidores presentan en cada momento. Como ya se ha mencionado antes, generación y consumo deben ser iguales en todo momento, dada la incapacidad que existe de almacenar energía eléctrica, por esta razón su correlación lineal es muy cercana a 1.

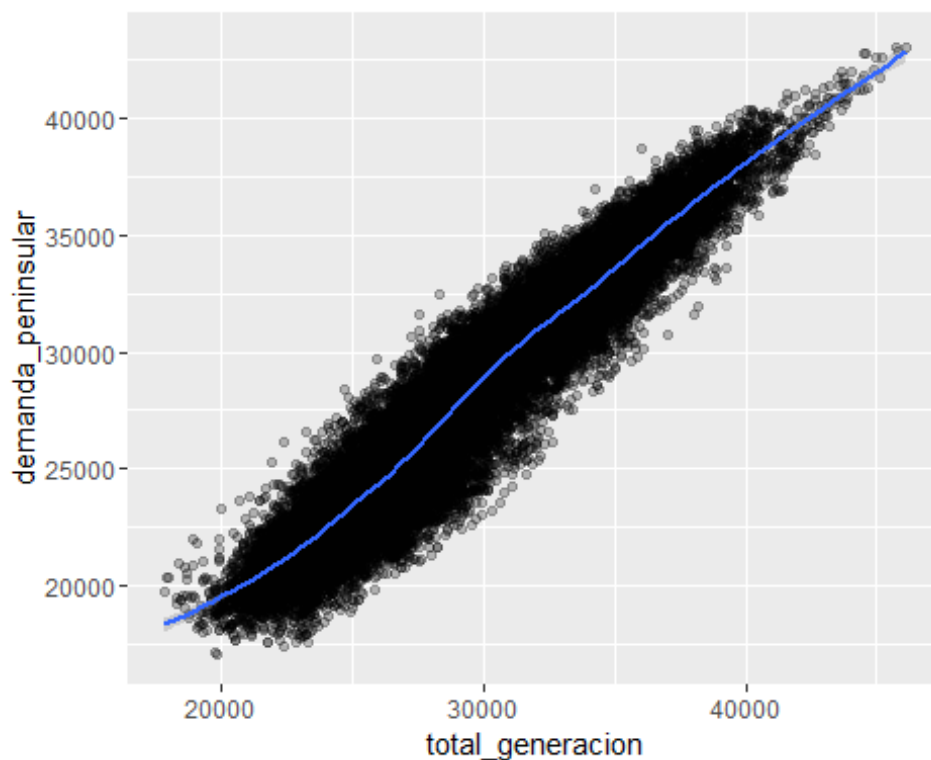


Figura nº 90– Generación total vs Demanda total 2012-2015

Como se puede ver en la figura nº 91, la demanda eléctrica presenta una fuerte evolución o componente estacional asociada a la temperatura y a las horas de luz. Esto se traduce en una mayor demanda en los meses de invierno como consecuencia del uso de calefacción en iluminación artificial, así como en verano debido al aire acondicionado. Para la modelización de la predicción de la demanda, se realizará teniendo en cuenta ambos factores, la estacionalidad y la temperatura.

3.3. OTRAS VARIABLES

A lo largo de la historia reciente han existido diferentes situaciones atípicas e imprevisibles, en las que determinados factores, como pueden ser las distintas crisis del petróleo, el precio del CO_2 etc., han hecho que el



precio adquiriera valores muy distorsionados a los que previsiblemente deberían.

Previamente a realizar un estudio detallado de todas las variables que pueden afectar de este modo, se ha obtenido mediante R, la correlación lineal (coeficiente de Pearson) de diferentes commodities (materias primas) y bolsa europea (a 5 días previos) con el precio del mercado diario, figura nº 92. La obtención de los datos históricos disponibles de cada variable se expone en el Anexo I.

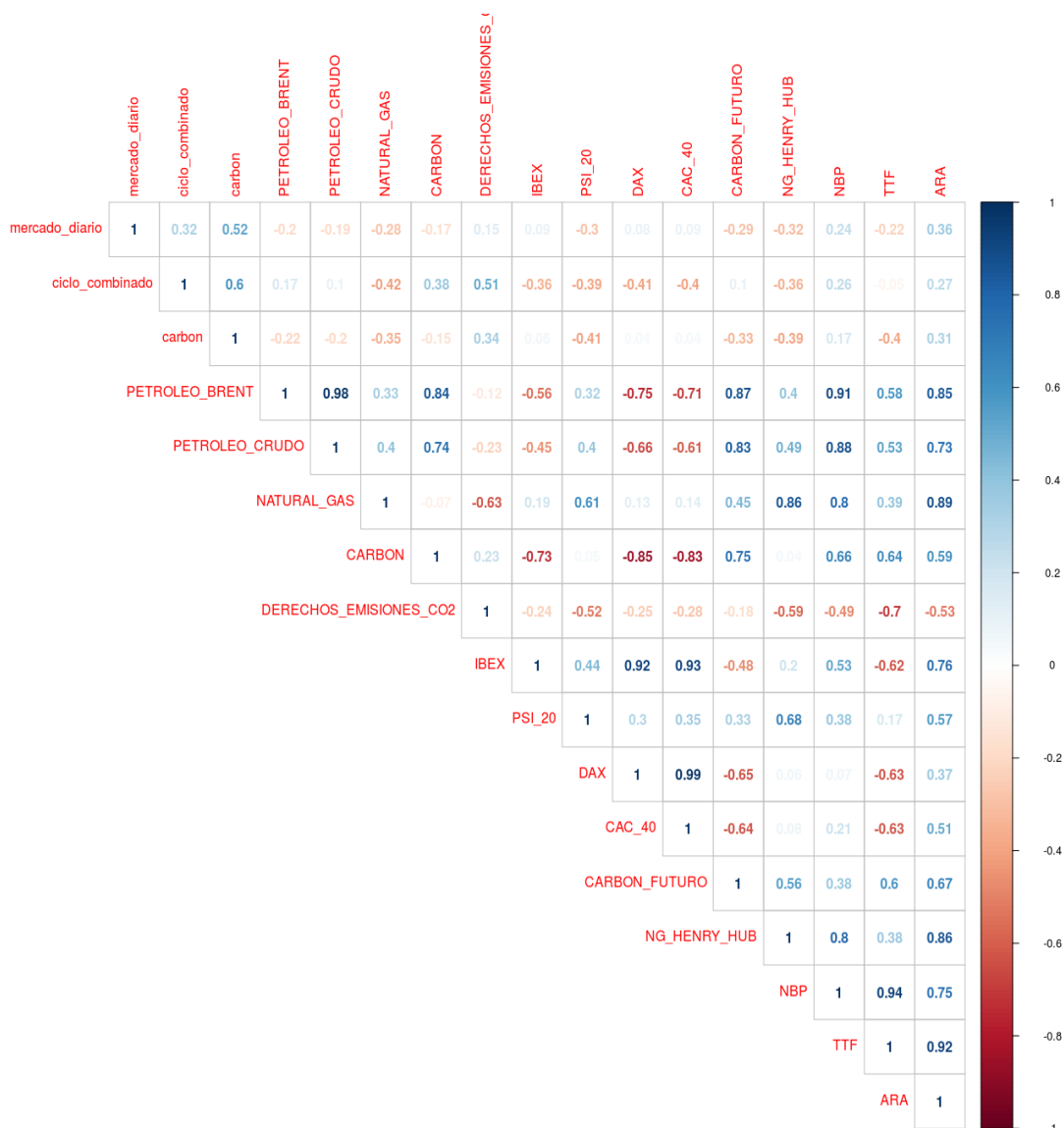


Figura nº 91– Correlación lineal-otros

Los precios de los commodities son mucho más interdependientes entre sí que otros activos como las divisas y las acciones; esto significa que el precio de una commodity puede depender en gran medida de los precios de otros commodities debido a que su producción y transporte regularmente



requiere el uso de, o están en alguna medida intrínsecamente ligados a, otros commodities.

Como se indicó en el estudio de las correlaciones lineales de las variables de generación, se considera que existe una correlación apreciable entre las variables cuando el coeficiente de correlación de Pearson es superior a 0,7 en valor absoluto.

De las relaciones más significativas superiores a 0,7 cabe destacar las que se producen entre las propias commodities como entre el Brent y el Crudo con 0,98 y entre las bolsas de los mercados europeos como entre el Ibex y el Dax con 0,92.

Esta dependencia que nos indica la correlación y para evitar la duplicidad del trabajo, analizaremos las variables con mayor correlación con el precio, despreciando aquellas que tienen una alta correlación entre sí:

- Pretroleo-Brent (Nymex)
- Henry Hub
- Carbón Futuros
- Ibex
- Derechos-Emisiones

3.3.1. Commodities y Bolsa

o Pretroleo-Brent

El Brent es un precio marcador de referencia internacional, es utilizado para los contratos de abastecimiento y recoge las condiciones del mercado que se reflejan en la valoración de estos crudos en los mercados al contado y a futuros (Merino, Antonio, s.f.).

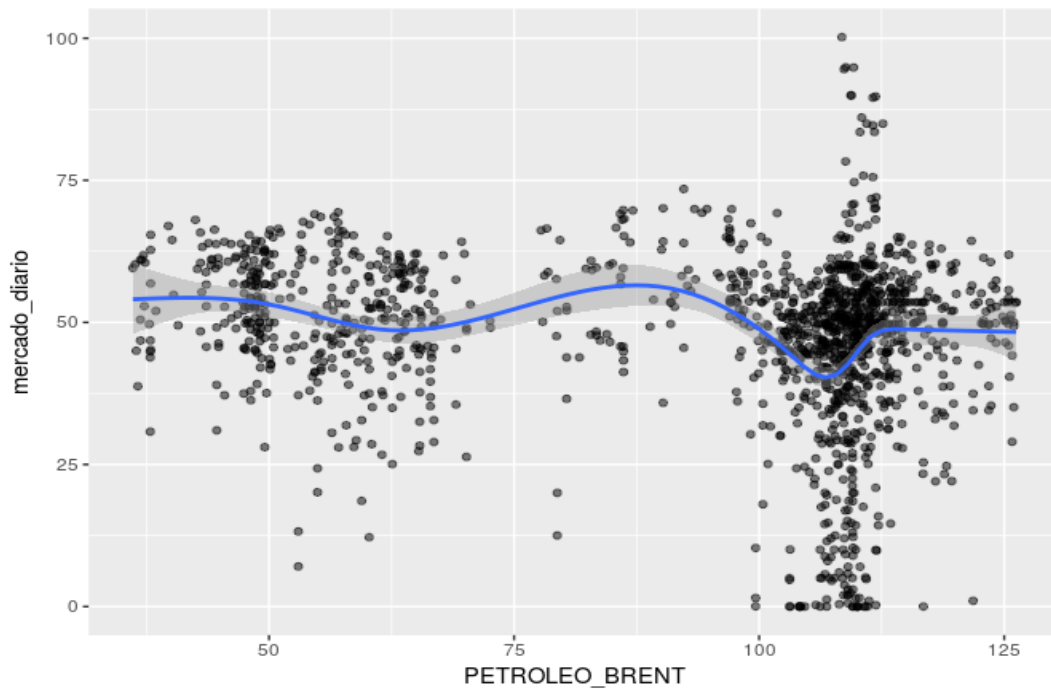


Figura nº 93– Precio mercado diario vs cotización Brent 2012-2015

Podemos intuir que esa baja correlación inversa obtenida (figura nº 94 y 95) puede ser generada porque las centrales sí que ofertan su energía a un precio superior, pudiendo quedar fuera de la casación y entrando otras energías de menor costo.

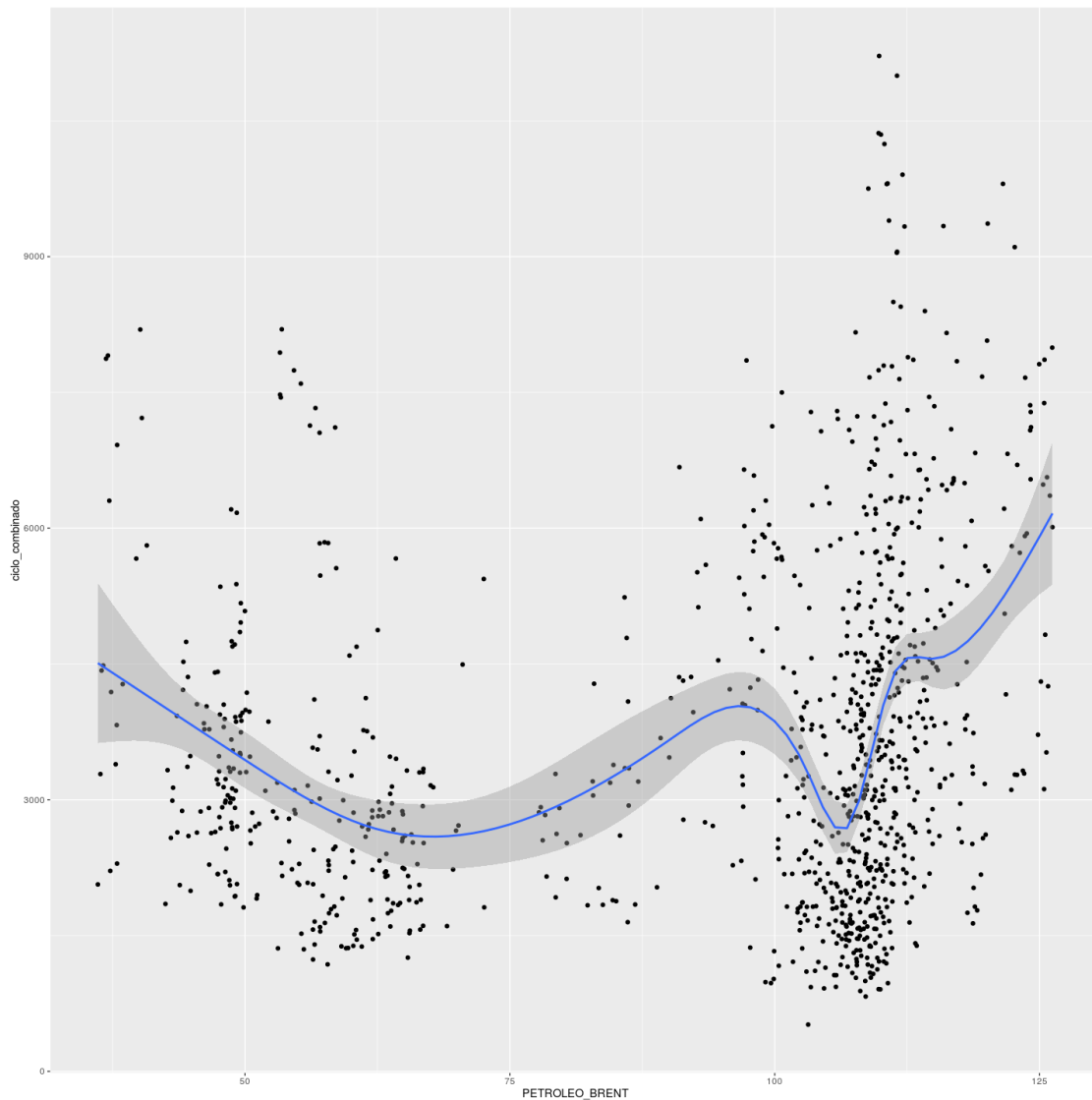


Figura nº 94– Producción ciclo combinado vs cotización Brent (5 días previos)

○ Henry Hub

El Henry Hub es el mercado spot y de futuros de gas natural más grande de los Estados Unidos (Cots de la Natividad, Carlos, s.f.).

El New York Mercantile Exchange (NYMEX: bolsa de materia primas con sede en Nueva York) y muchos vendedores de gas natural utilizan el Henry Hub como su punto físico de entrega del contrato o de su precio de referencia para operaciones al contado de gas natural, convirtiéndose en un índice de referencia de gas natural a nivel mundial.

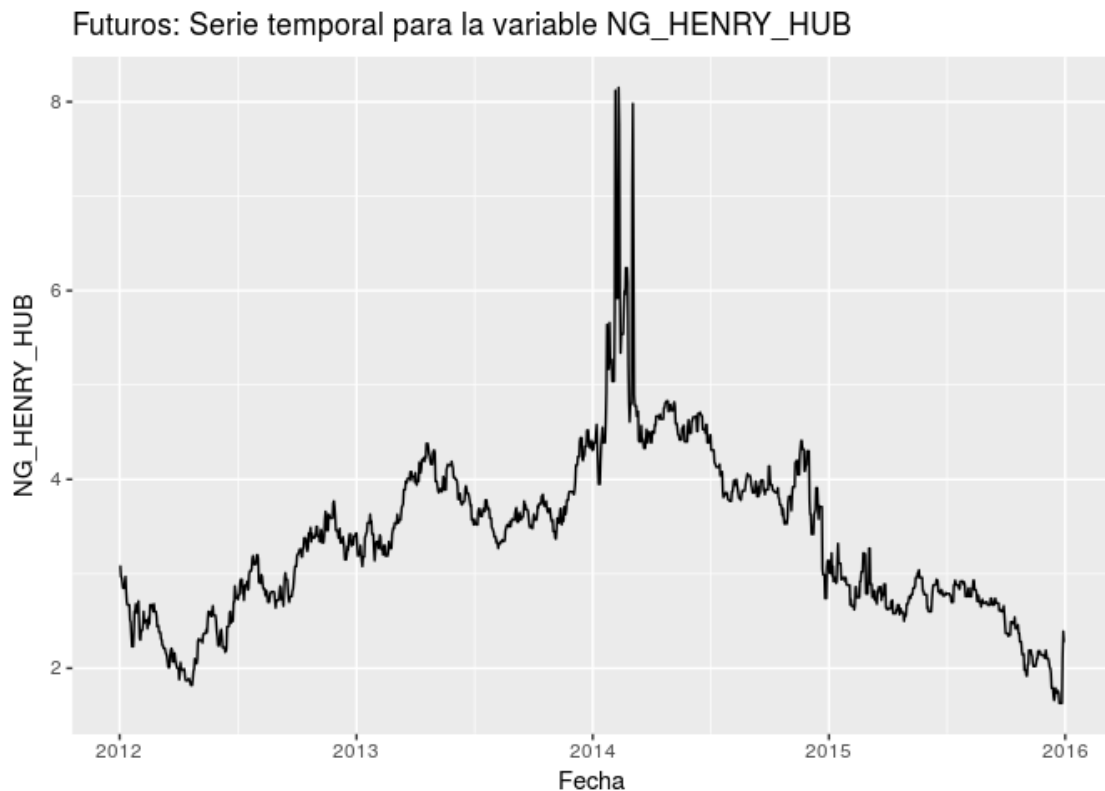


Figura nº 95– Cotización Henry Hub

Dicho índice da un precio en dólares por unidad de gas (figura nº 96). La unidad de gas utilizada en este índice es el millón de BTU (British Thermal Unit), equivalente a 1055,056 Julios. Al igual que ocurría con el petróleo, el gas es una fuente de producción para las centrales térmicas y de ciclo combinado muy importante. A priori, cuanto mayor sea el valor del Henry Hub, mayor será el precio al que las centrales oferten energía.

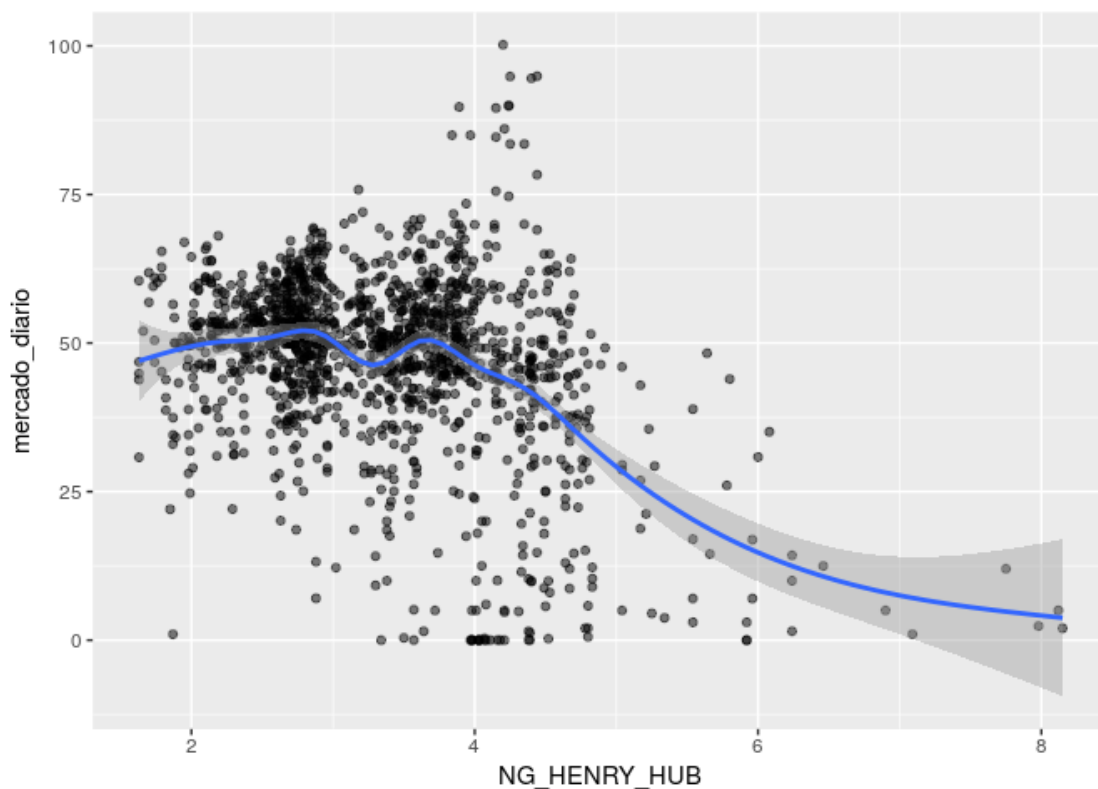


Figura nº 96– Precio mercado diario vs cotización Henry Hub 2012-2015

Para analizar de manera más minuciosa su repercusión en el precio del mercado, figura nº 98, estudiamos su correlación frente a la tecnología sobre la que puede afectar directamente, al ser su materia prima, los ciclos combinados (figura nº98) y por tanto se incluye en su coste de oportunidad.

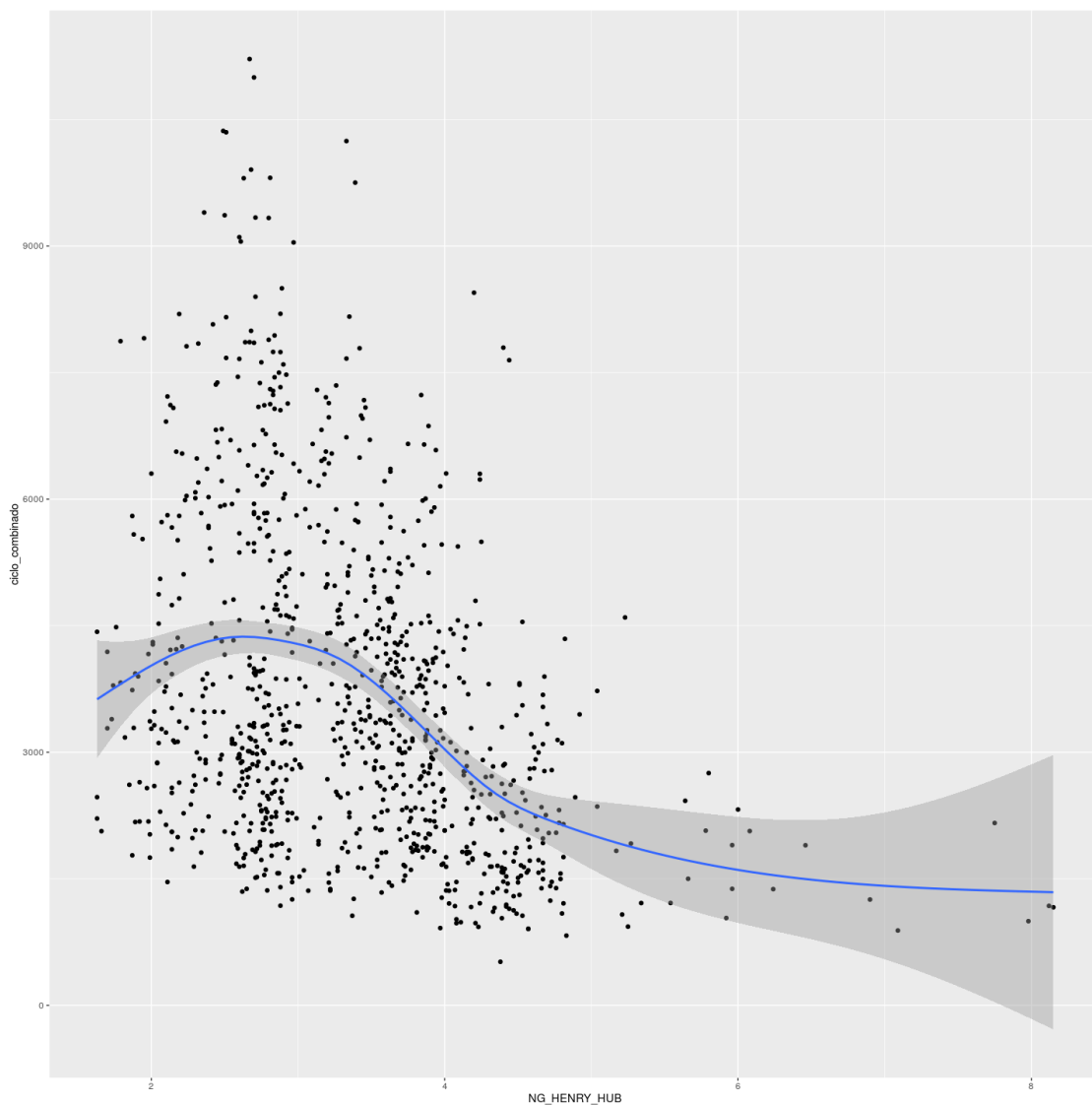


Figura nº 97– Producción ciclo combinado vs cotización Henry Hub (5 días previos)

La correlación entre la cotización del Henry hub y la producción de las centrales de ciclo combinado es de -0.36 . Esto junto al gráfico nos indica que a medida que aumenta el coste de la materia prima, la producción se reduce al no ser competitiva en la oferta de precios para la casación de energía quedando fuera de la misma.



o Carbón Futuros

En la evolución del precio el carbón ha tenido un abaratamiento progresivo, lo cual ha sido debido a que su extracción es menos compleja que la de otros combustibles fósiles, su transporte es relativamente sencillo y su proceso es económicamente más rentable haciendo de ella la primera fuente de energía. El carbón cotiza en modalidad de futuros como el resto de commodities (figura nº 99).



Figura nº 98– Cotización Henry Hub

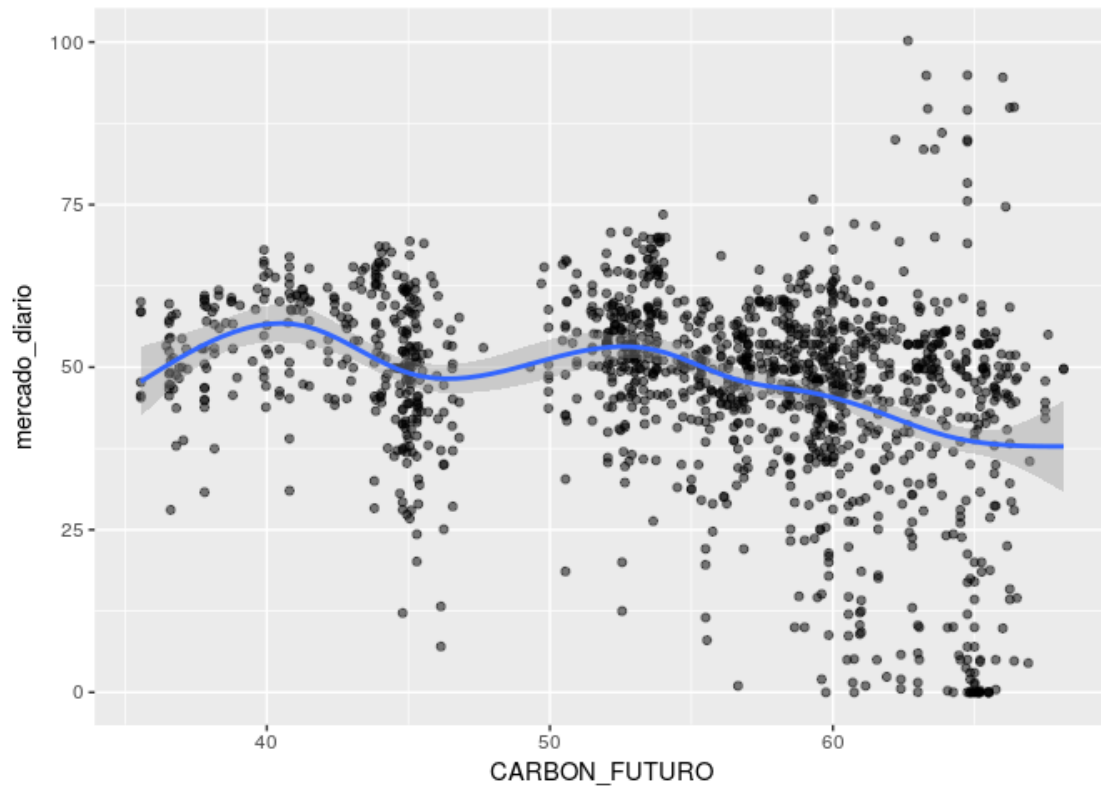


Figura nº 99– Precio del mercado diario-cotización Henry Hub 2012-2015

De forma muy pareja al Henry Hub, la correlación entre la cotización del carbón y la producción de las centrales térmicas de carbón es de -0.33 y podemos apreciar en rasgos generales como la producción se reduce por el aumento de la cotización quedando fuera de la casación de los precios (figura nº 100 y 101).

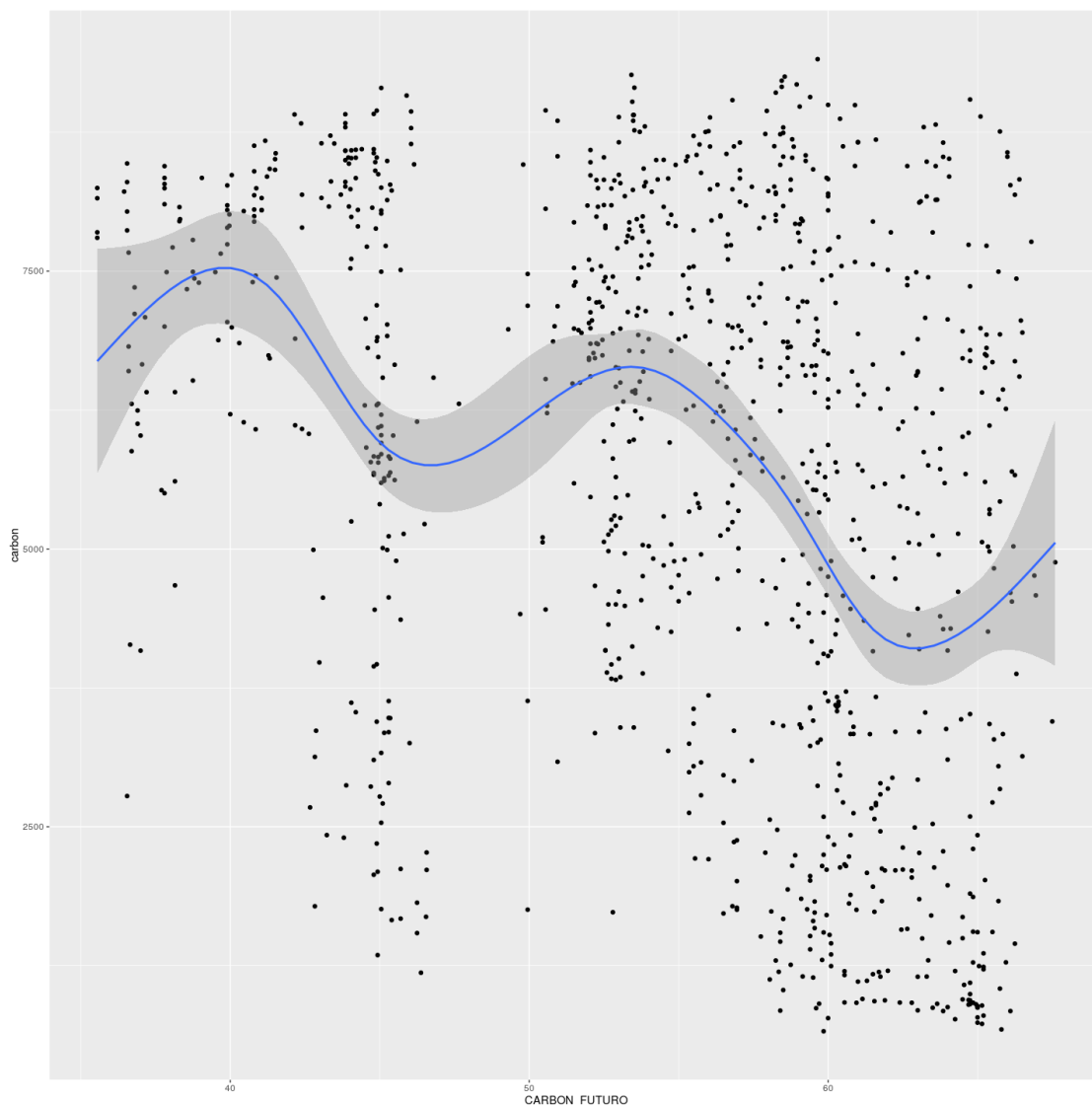


Figura nº 100– Producción carbón vs cotización carbón futuro (5 días previos)

○ Ibex

El IBEX 35, figura nº 102, es el principal índice bursátil de referencia de la bolsa española elaborado por Bolsas y Mercados Españoles (BME). Está formado por las 35 empresas españolas con más liquidez que cotizan en el Sistema de Interconexión Bursátil Electrónico (SIBE) en las cuatro bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia). Es un índice ponderado por capitalización bursátil; es decir, al igual que índices como el Dow Jones (índice bursátil compuesto por 30 de las acciones más significativas, de

todas las industrias, salvo transporte y servicios públicos, que cotizan en la Bolsa de Valores de Nueva York y el Nasdaq), no todas las empresas que lo forman tienen el mismo peso.



Figura nº 101– Cotización Ibex 35

Las empresas españolas del sector eléctrico suponen casi el 20% de la capitalización total actual del Ibex 35. Por tanto, este índice tiene una repercusión indirecta sobre el mercado diario, pues son las mismas compañías en ambos mercados gestionando su capital (figura nº 103).

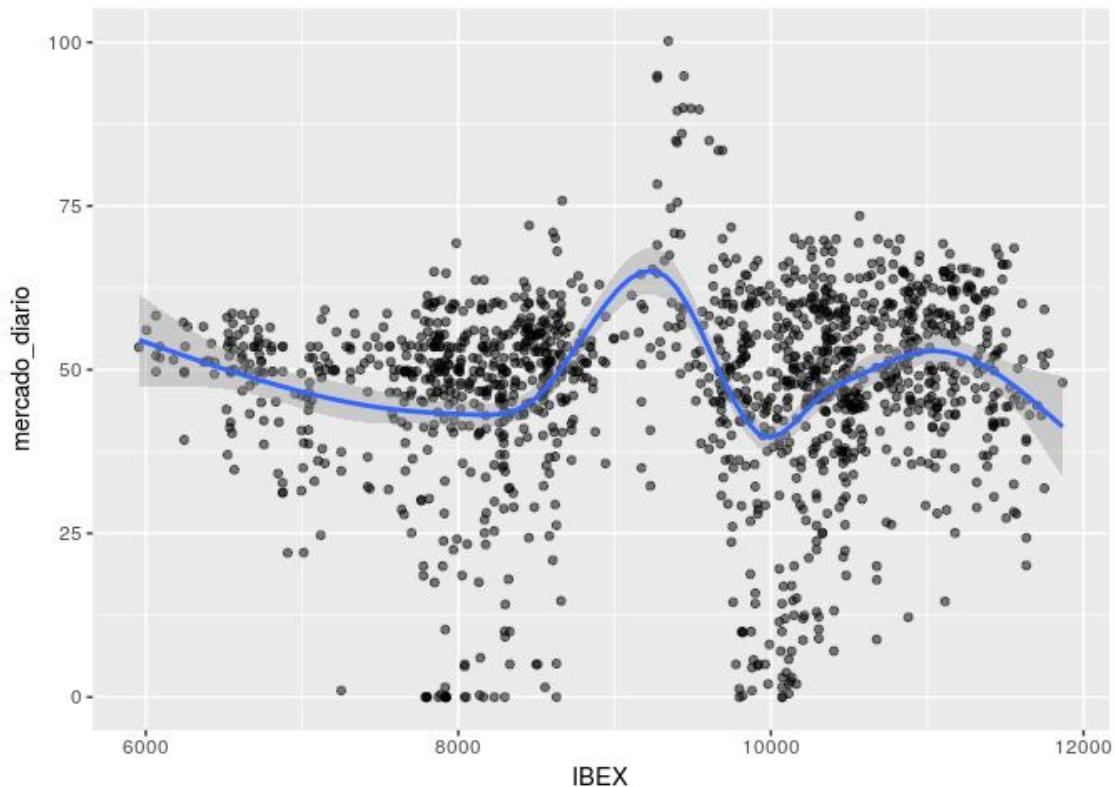


Figura nº 102– Precio del mercado diario vs cotización Iboex 35

o Derechos de emisiones de CO_2

Los gases de efecto invernadero emitidos tienen un impacto sobre el ser humano, la economía y en el medio ambiente. Para reducir las emisiones la Unión Europea puso en marcha en 2005 el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (ETS), el cual constituye un sistema que establece un límite de emisiones totales para una serie de sectores industriales con altos niveles de emisiones. Las empresas pueden comprar y vender derechos de emisión, según sus necesidades (Comisión Europea, 2013).

El ETS fue el primer gran mercado mundial de carbono y, a día de hoy, sigue siendo con diferencia el más importante.

Las empresas pueden comprar y vender derechos de emisión. El comercio puede llevarse a cabo directamente entre compradores y vendedores, en



distintos intercambios organizados o a través de los muchos intermediarios del mercado del carbono. La oferta y la demanda determinan el precio de los derechos, figura nº 104.



Figura nº 103– Cotización Derechos de Emisión

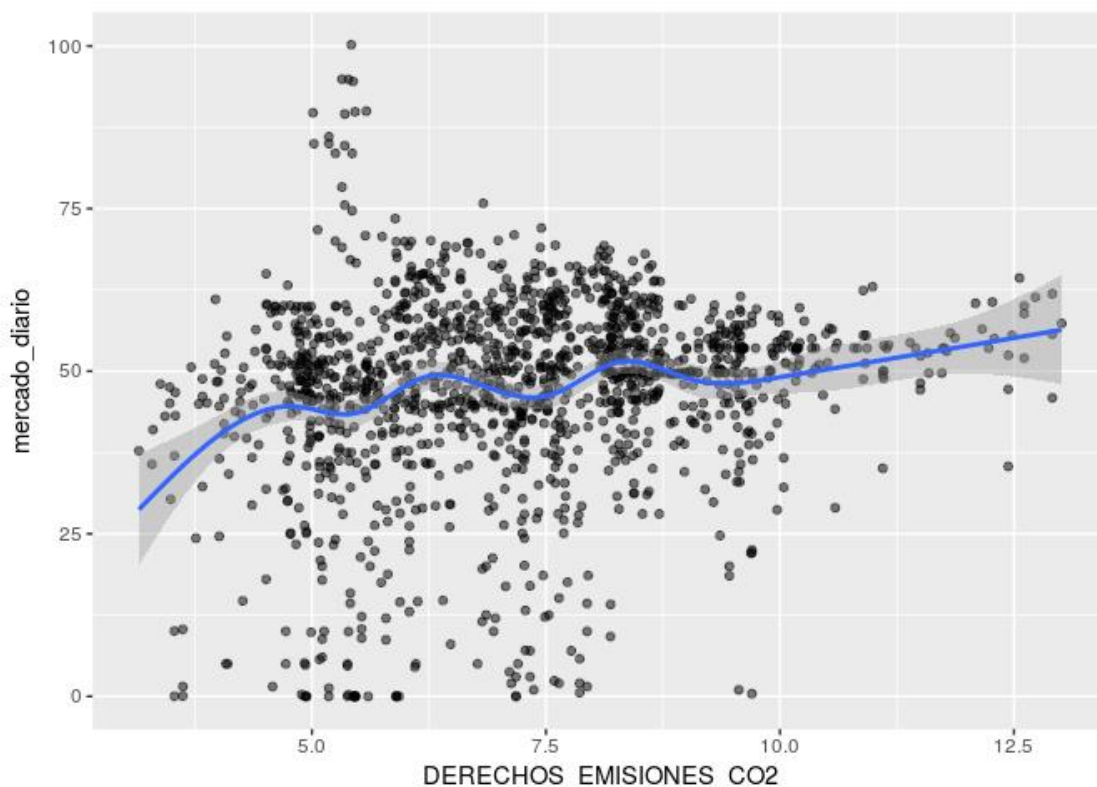


Figura nº 104– Precio del mercado diario vs cotización derechos de emisión

La relación de las emisiones de CO_2 con el precio, figura nº 105, deberá ser estudiada mediante la producción de las centrales, ya que son las principales fuentes contaminantes.

Teniendo en cuenta que los derechos de emisión que se regulan en el mercado europeo se asignan a los sectores más contaminantes (ciclos combinado y carbón), esta penalización debería repercutir de forma directa en la producción de estas centrales al tener que internalizar este coste.

Sin embargo, aunque repercute en el coste directo de producción se puede ver en las figuras nº 106 y 107, que la tendencia es que, al aumentar la producción de las tecnologías más contaminantes, aumenta la cotización de los derechos de emisiones, motivado como resultado de la oferta y la demanda.

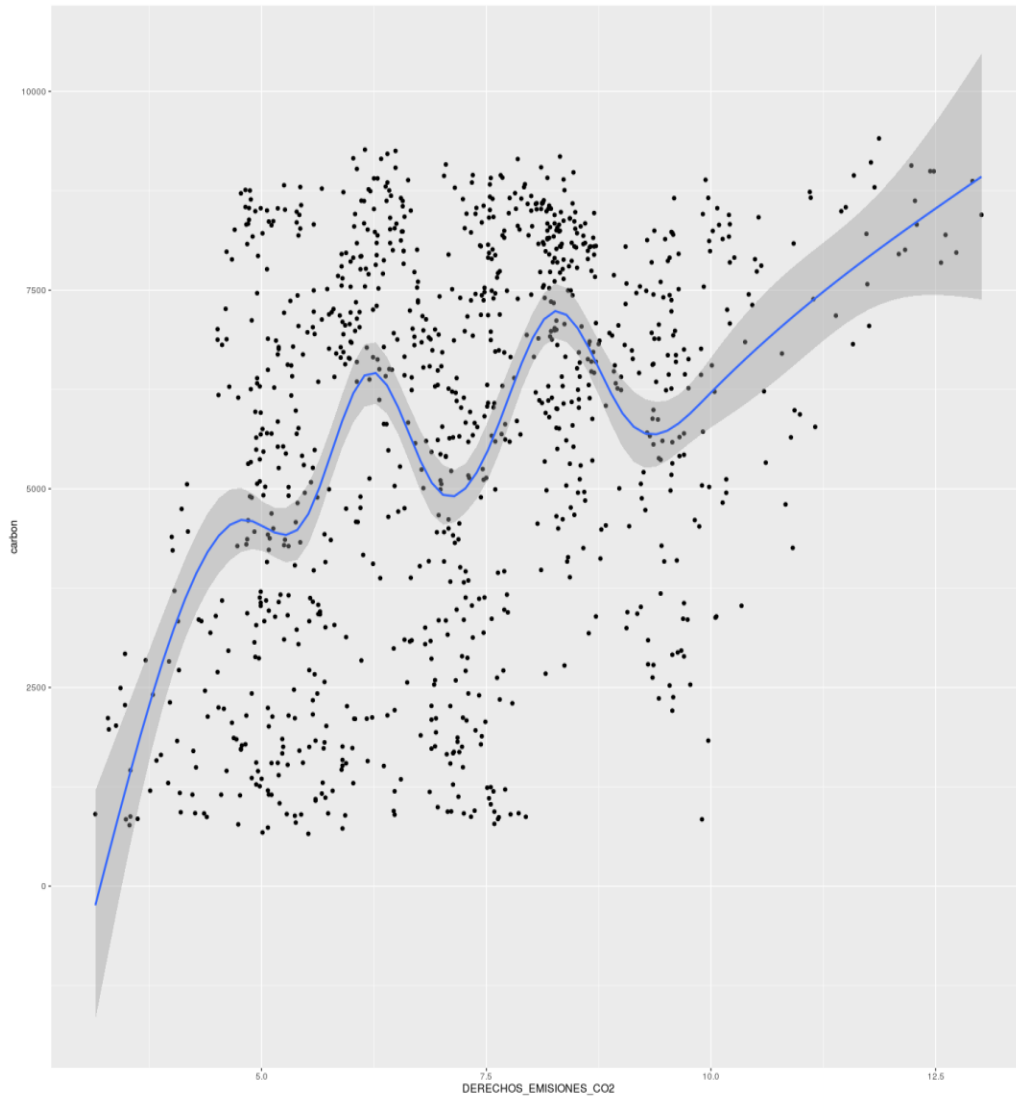


Figura nº 105– Producción carbón vs cotización derechos de emisión

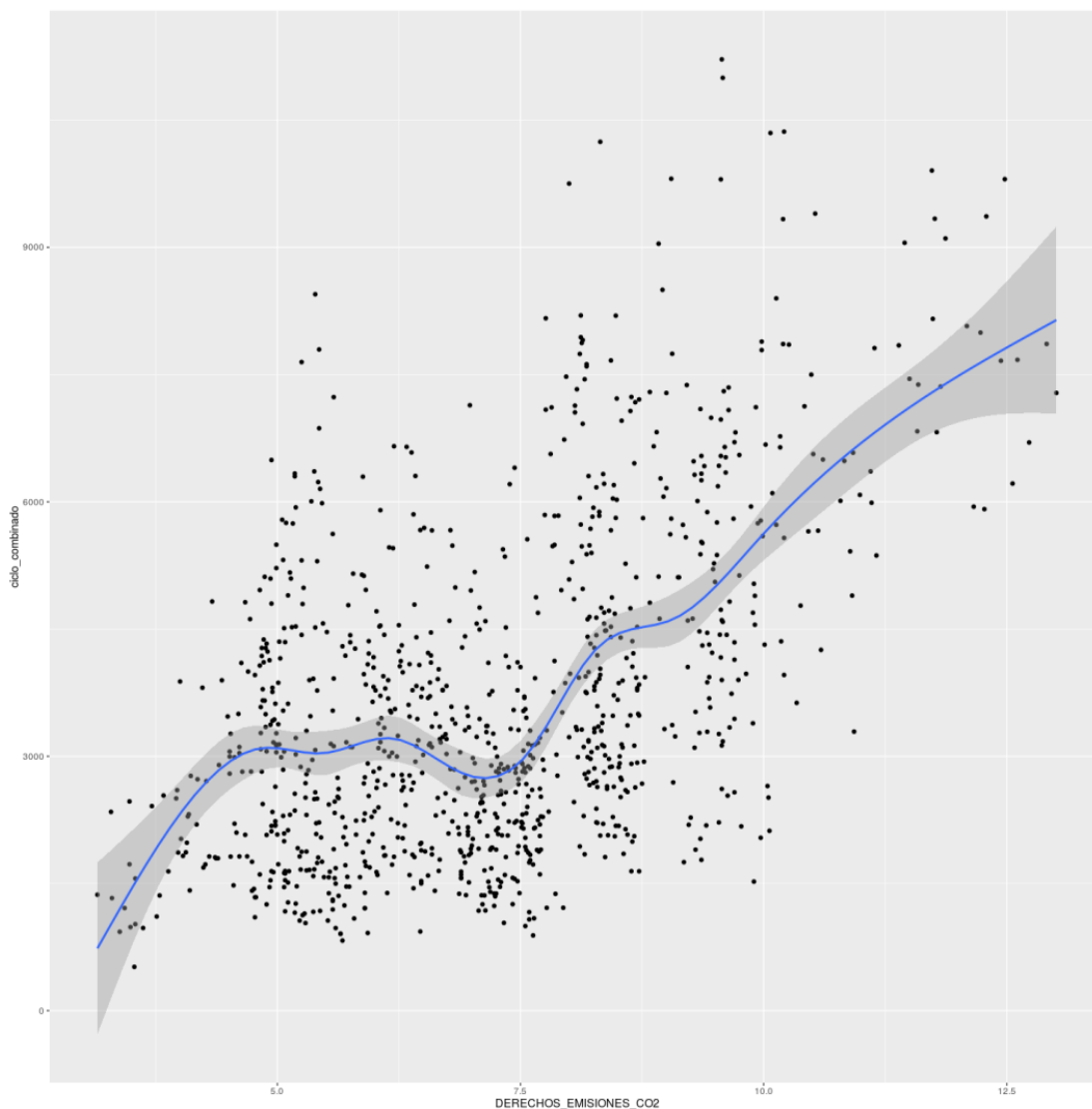


Figura nº 106– Producción ciclo combinado vs cotización derechos de emisión

Con la composición de estos nuevos datos se pretende hacer una previsión de las centrales térmicas (generación), aprovechando la relación que hay entre el valor de estos índices y la repercusión que tiene en la generación de las centrales térmicas.



3.3.2. Mercados a plazo

La imposibilidad de almacenar la energía eléctrica de forma eficiente hace obligatorio ajustar la generación y la demanda en tiempo real lo que genera en el precio una gran variabilidad. Para evitar el riesgo generado por la variabilidad, generada también por la liberalización del mercado, los generadores y las comercializadoras adquieren coberturas en los mercados a plazos (Consejo de Reguladores de MIBEL, 2009).

Una cobertura es una herramienta de cotización de precios, que puede ayudar a alcanzar los objetivos financieros establecidos para cada negocio. Por tanto, es una técnica que se utiliza para minimizar el riesgo de una pérdida financiera y evitar el riesgo indicado. En general, esta transferencia del riesgo se realizará a cambio de una determinada prima de riesgo.

Este tipo de coberturas se realizan en los siguientes mercados:

- Mercado Forward

Es una transacción de compra-venta de un producto tangible, un contrato para entrega física, cuyos términos son acuerdos que se establecen entre comprador y vendedor en forma privada, fuera de bolsa y precio futuro.

- Mercado Futuros

Es una transacción de mercancías estandarizada en calidad y cantidad, cuyas operaciones se realizan en la bolsa, que es el organismo que controla y autoriza el buen manejo de las operaciones, mismas que se liquidan sin consentimiento de la contraparte, con la entrega física de las mercancías en lugares específicos y en plazos preestablecidos.

- Mercado de Opciones

Es un convenio para comprar y vender contratos a un precio y a una fecha específica. Las opciones funcionan como un seguro que protege a quien las



adquiere sobre movimientos adversos en los precios; al adquirir una opción se para una prima con lo que se asegura un precio tope que puede ser suelo o techo, además de que el riesgo máximo es igual al monto de la prima.

El volumen de las transacciones efectuadas en estos mercados es en muchas ocasiones superior al de las efectuadas en el mercado spot, lo que se traduce en una mayor eficiencia en su comportamiento y en el establecimiento de las señales de precios. Por esta razón se analiza su histórico, viendo la tendencia que puede marcar en el mercado spot.

El sistema español cuenta con un proceso desarrollado de los mercados a plazo, donde es posible contratar productos con entrega física o financiera, denominado OMIP (Boletín de Mercado). Los productos negociados en este mercado tienen diferentes alcances temporales, de los cuales se van analizar:

- 5 Días siguientes al actual (renombrados como: OMIP 1, OMIP 2, OMIP 3, OMIP 4, OMIP 5)
- Mes siguiente a la actual (OMIP Mensual)
- Año siguiente al actual (OMIP Anual)

Con el fin de comparar y ver la correlación de los productos seleccionados (de frecuencia diaria) con el precio horario del mercado, este se ha sintetizado con la mediana de los 24 precios horarios (figura nº 108).

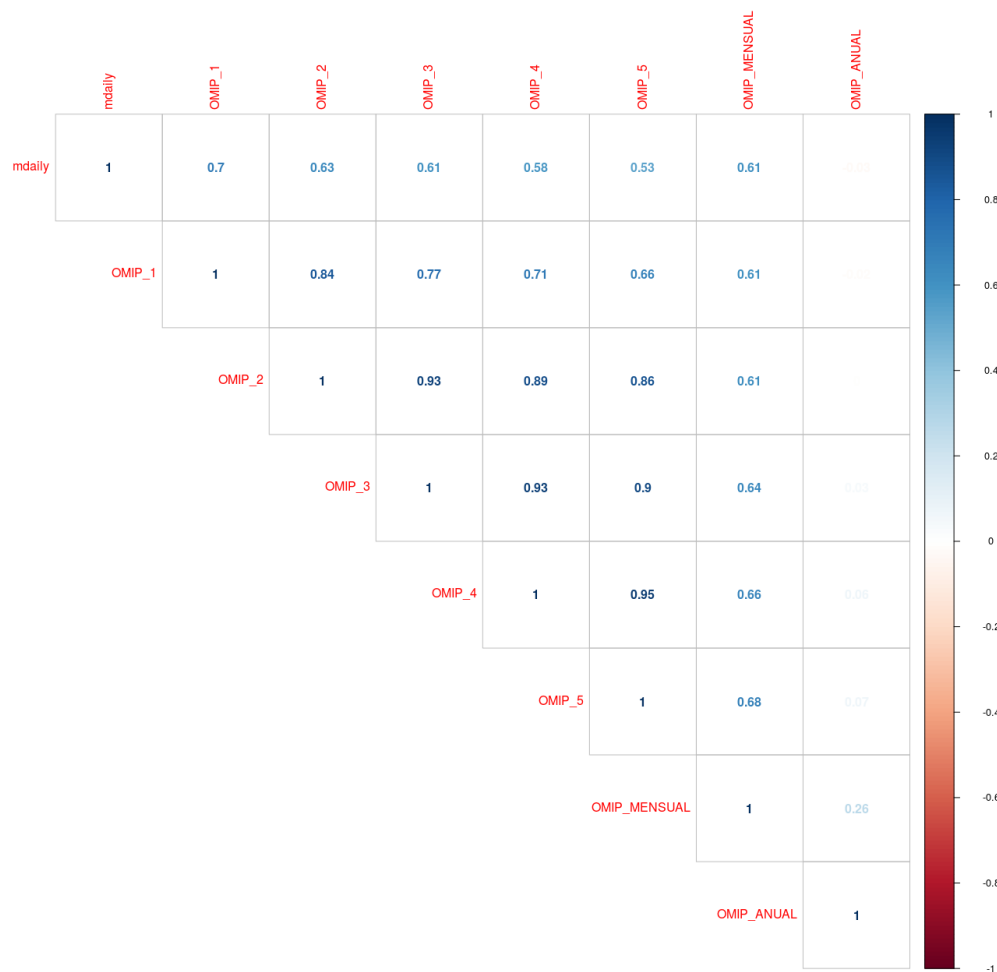


Figura nº 107– Correlación precio del mercado diario-OMIP

Bajo el enfoque dado, el precio de un contrato a plazo puede descomponerse como la suma de dos términos: el precio spot esperado y la prima de riesgo.

La prima de riesgo puede ser positiva o negativa. Así, si el precio a plazo se encuentra por encima del precio spot esperado, es decir si la prima de riesgo es positiva, los consumidores (compradores del contrato de futuro) están dispuestos a pagar un precio superior al precio spot esperado al objeto de eliminar el riesgo asociado a las fluctuaciones del precio del subyacente. De igual forma, si el contrato de futuros se encuentra por

debajo del precio spot esperado, es decir existe una prima de riesgo negativa, es indicativo de que los productores están dispuestos a conceder un descuento sobre el precio spot esperado por eliminar el riesgo.

Si tenemos en cuenta que dentro del precio de un contrato a plazo está incluido el precio spot esperado por los consumidores, a continuación, se analiza si dichos precios pueden proporcionar la tendencia que seguirá el precio del mercado spot: figuras nº 109-115.

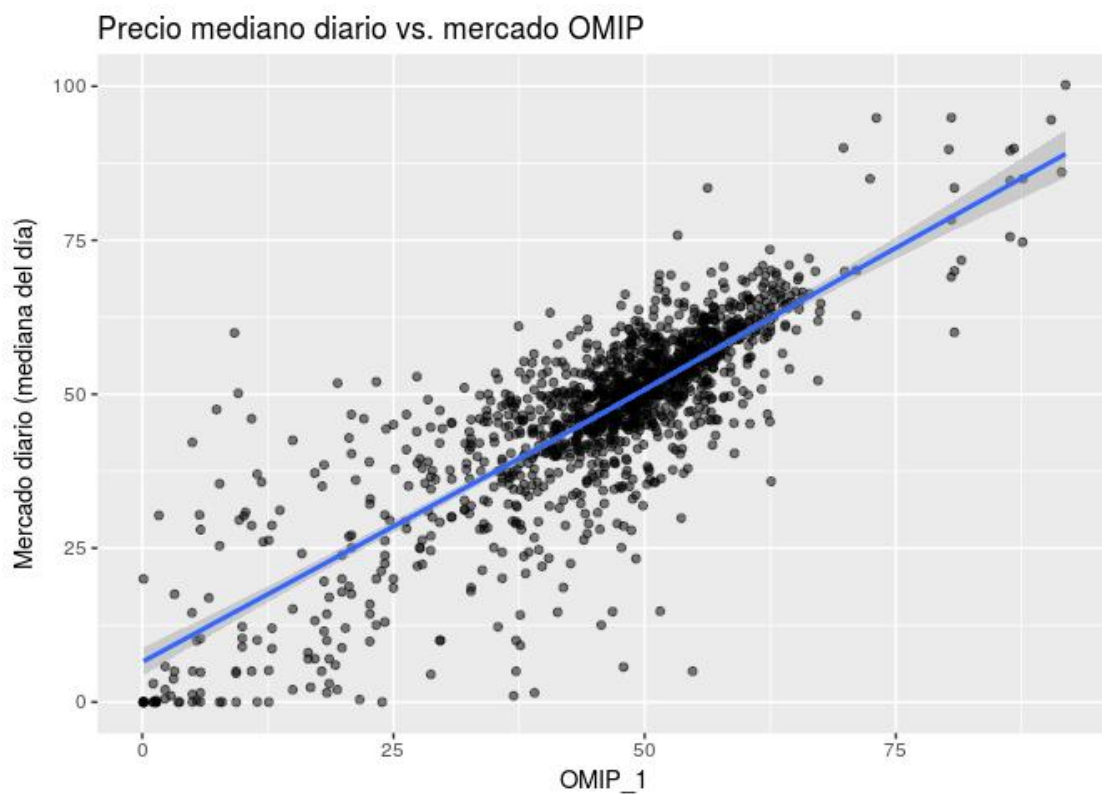


Figura nº 108– Precio del mercado diario - OMIP 1

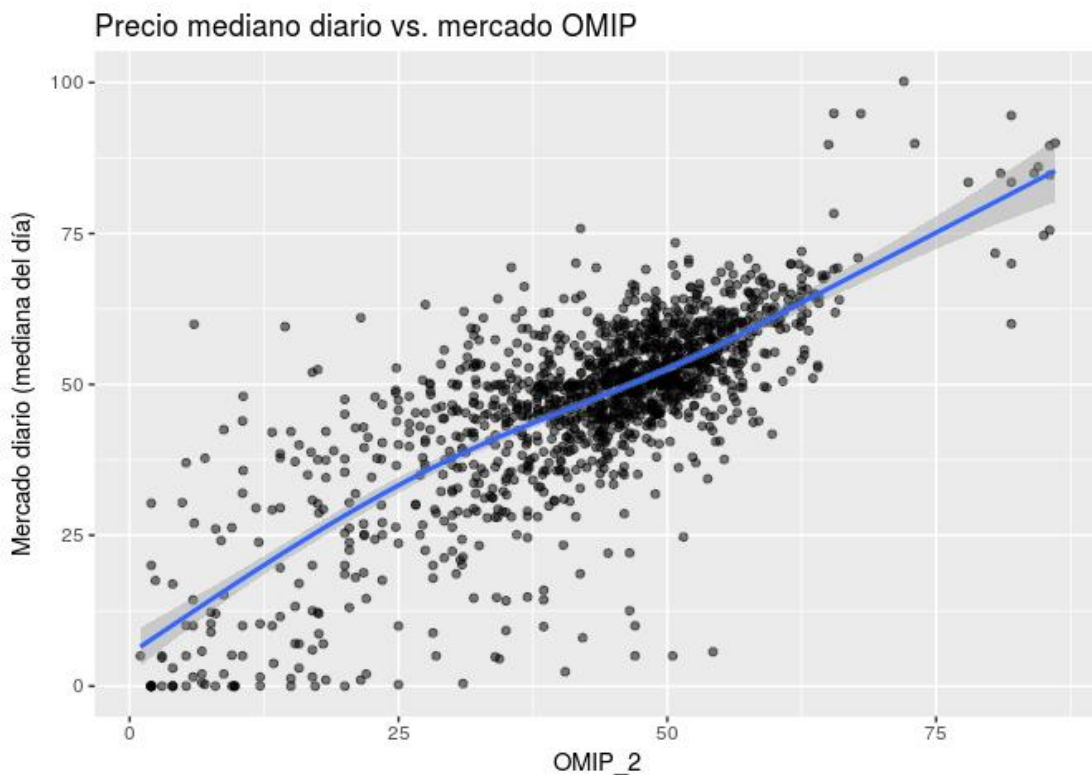


Figura nº 109– Precio del mercado diario - OMIP 2

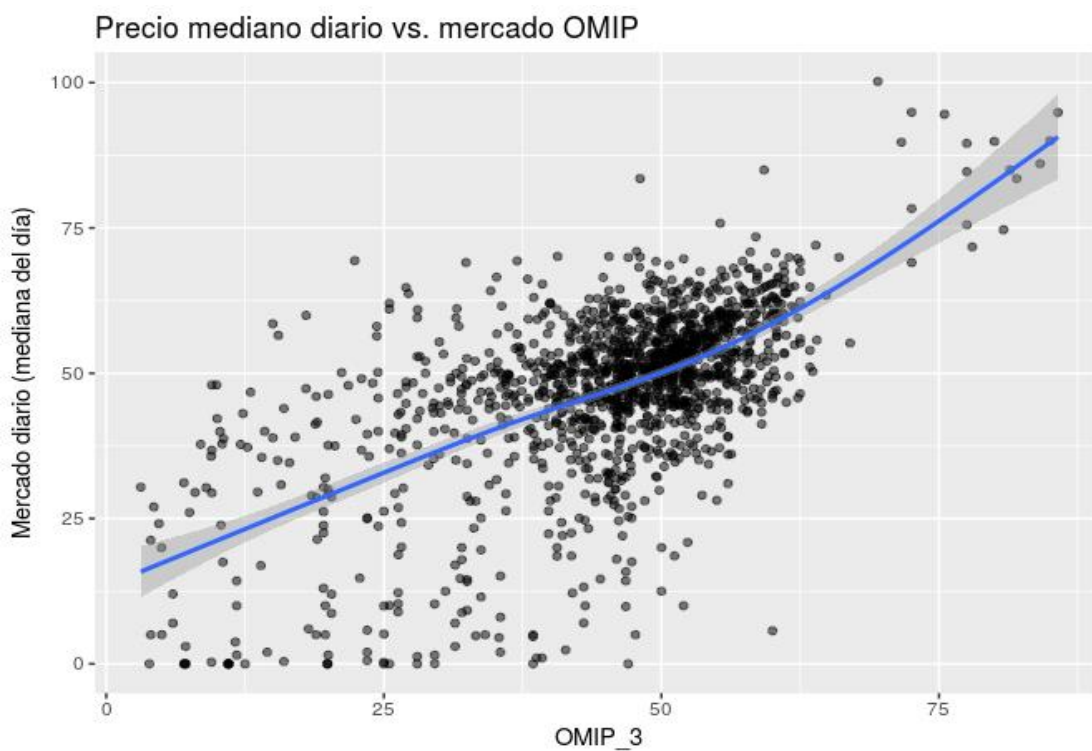


Figura nº 110– Precio del mercado diario - OMIP 3

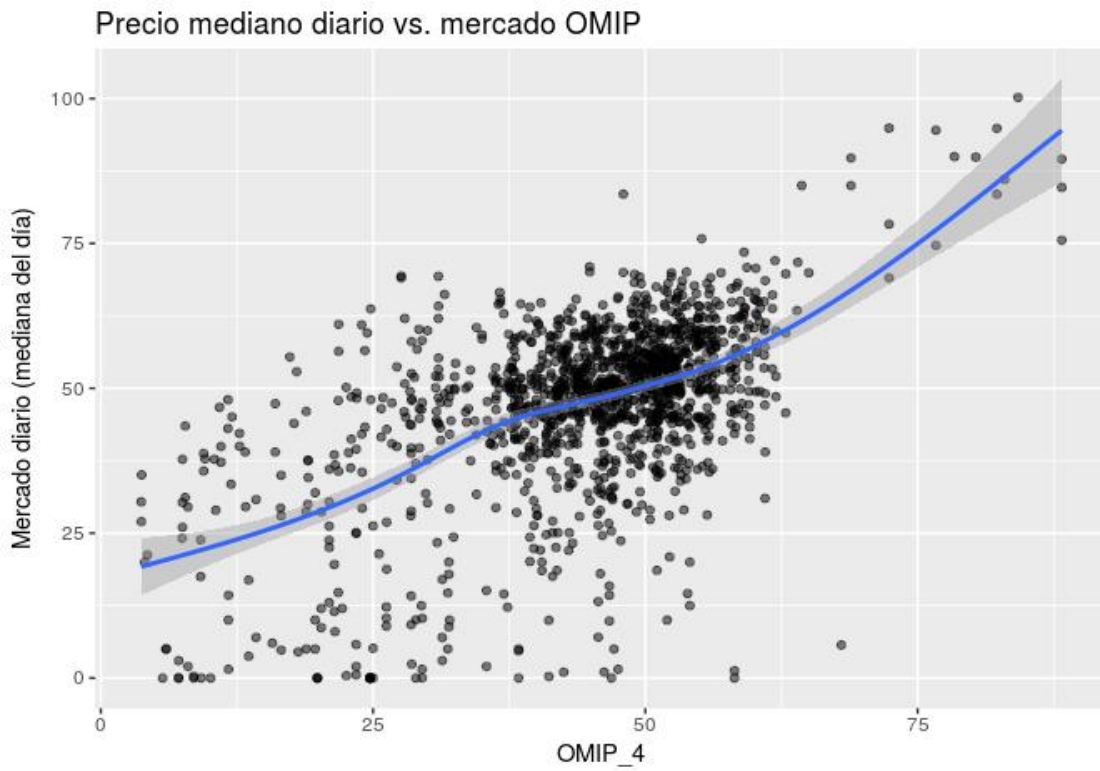


Figura nº 111– Precio del mercado diario - OMIP 4

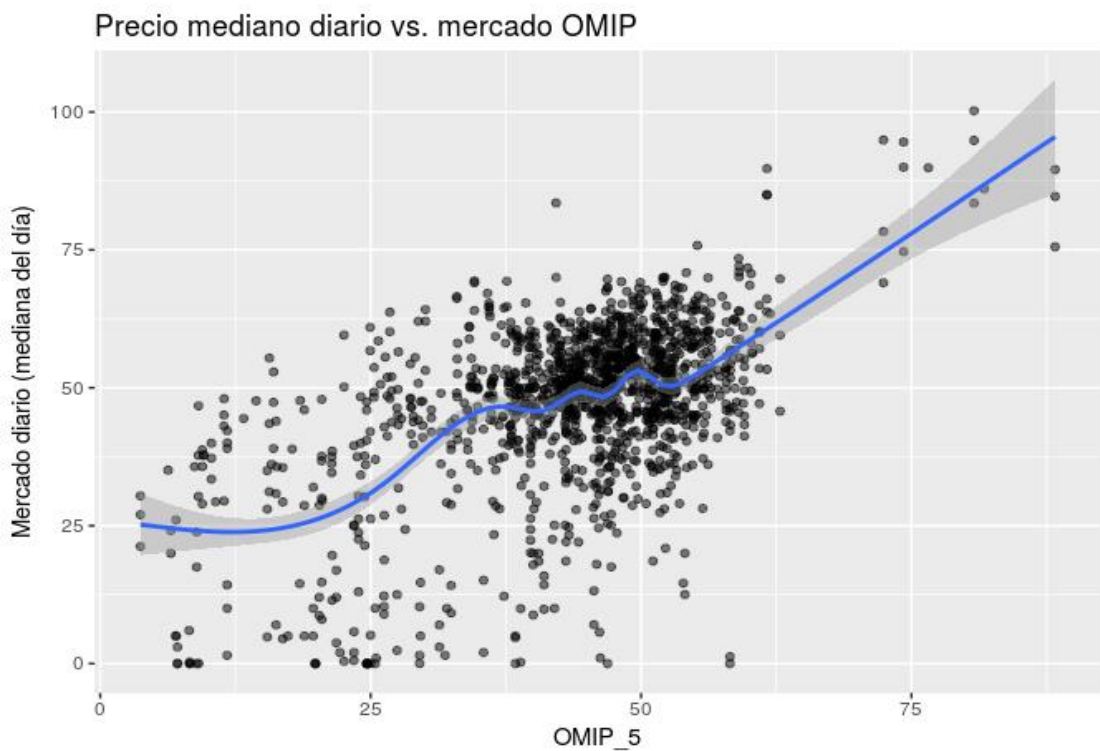


Figura nº 112– Precio del mercado diario - OMIP

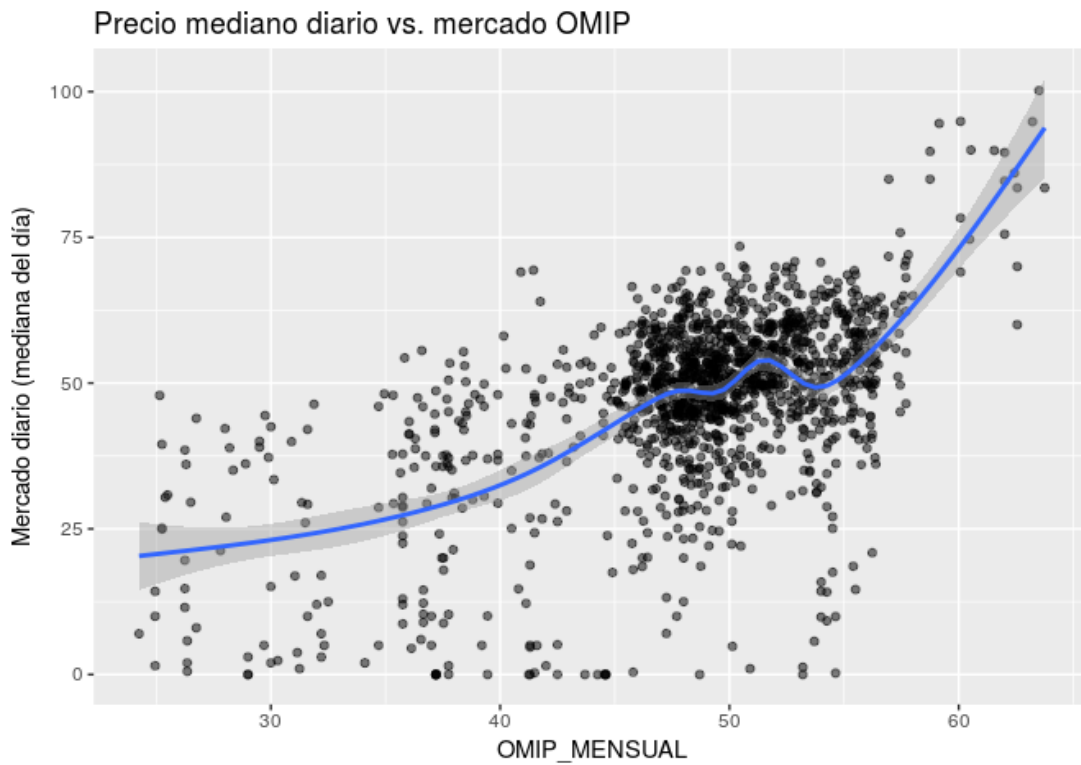


Figura nº 113– Precio del mercado diario - OMIP mensual

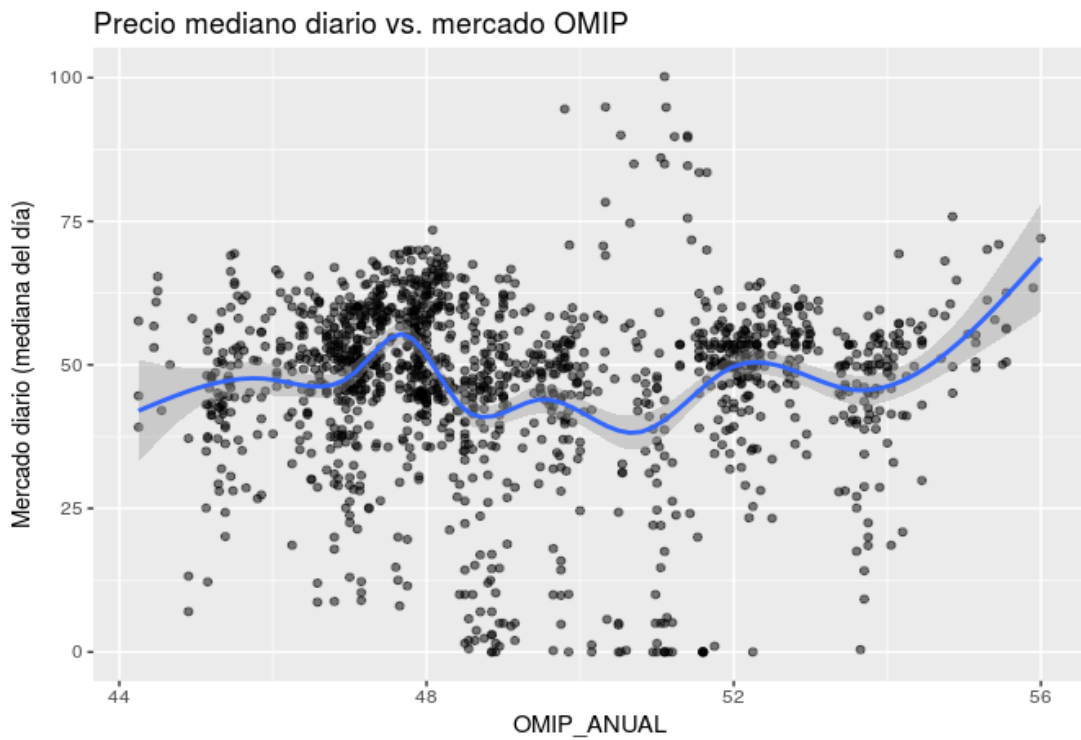


Figura nº 114– Precio del mercado diario - OMIP anual



Al parecer, los precios de OMIP están altamente correlacionados con el precio del mercado diario, especialmente el futuro del día siguiente. A medida que crece el horizonte temporal, la correlación se va reduciendo, llegando al futuro del año siguiente con una correlación prácticamente nula.

Eventualmente y partiendo del análisis podríamos tener cinco modelos distintos para la predicción de precios (incluidas las estimaciones de producción y otros futuros), siguiendo la tendencia que marcaría los precios de los contratos a plazo de los 5 días siguientes. Sin embargo, OMIP 4 y OMIP 5 tienen una correlación inferior al resto, porque faltan valores pues solo cotiza cuando pertenecen a la misma semana, como el precio mensual OMIP también está altamente correlacionada con los futuros 1-5, y tiene una correlación de 0.61 con el precio del mercado diario, se construirá un solo modelo usando este como predictor.

3.3.3. Mercados Europeos

Uno de los objetivos europeos indicados en el apartado 4 del capítulo 2 es la creación de un único mercado europeo mediante la unificación de los mercados energéticos nacionales, promovido desde la UE a través de la publicación de distintas directivas.

Sin embargo, el desarrollo de un mercado único es una iniciativa en cierta medida revolucionaria, y su implantación tiene muchas complicaciones pues cada país parte de una situación distinta y tiene unas normas diferentes para su mercado eléctrico, por lo que la homogeneización de todos los mercados no es tarea fácil.

Prueba de ello es que en los últimos años no se está produciendo una convergencia hacia un precio único de la electricidad, salvo en el caso de la Península Ibérica, donde el precio difiere en menos de 1 euro/MWh

durante más del 90% de las horas y con una correlación de 0,98 (figura nº 116).

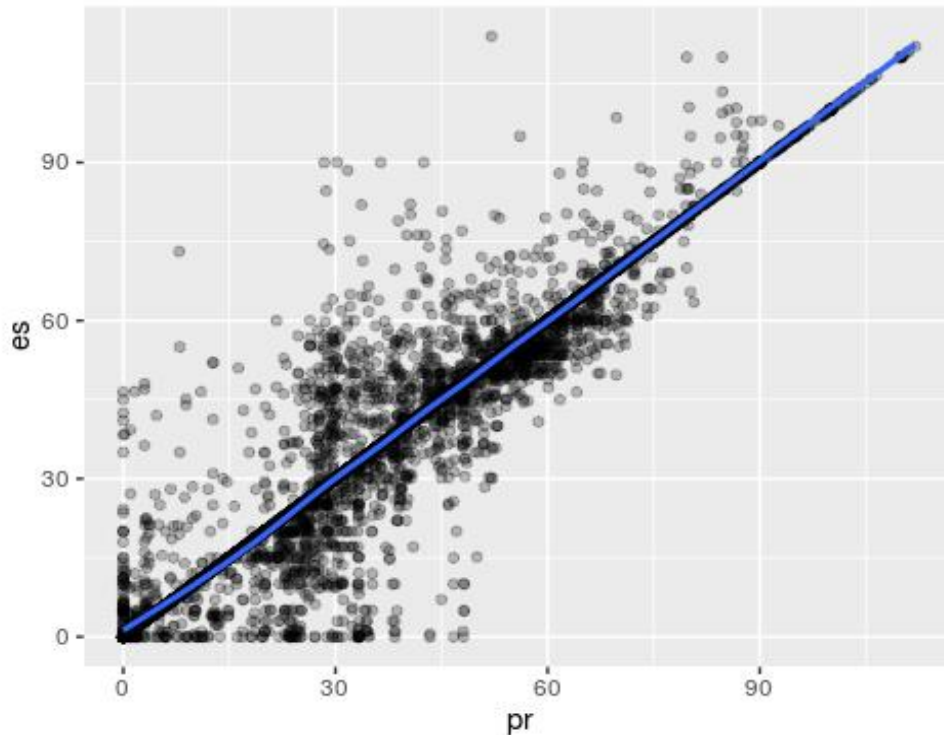


Figura nº 115– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario portugués

De las capacidades de intercambio entre los horizontes queda vacante una parte en las líneas, con esta se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos.

Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara, generando una influencia entre los diferentes mercados que se analiza a continuación.

En la figura nº 117 se muestran los precios del mercado diario desde 2012 hasta 2015 de Alemania, Francia, Portugal y España.

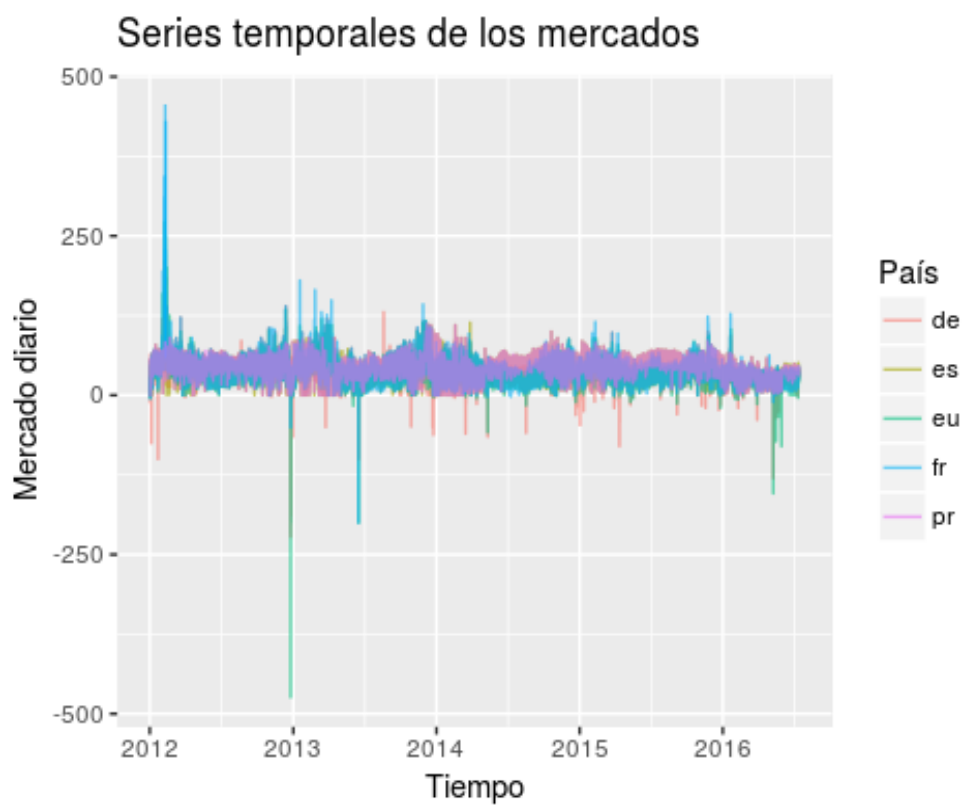


Figura nº 116– Precios de mercados diario (2012-2015)

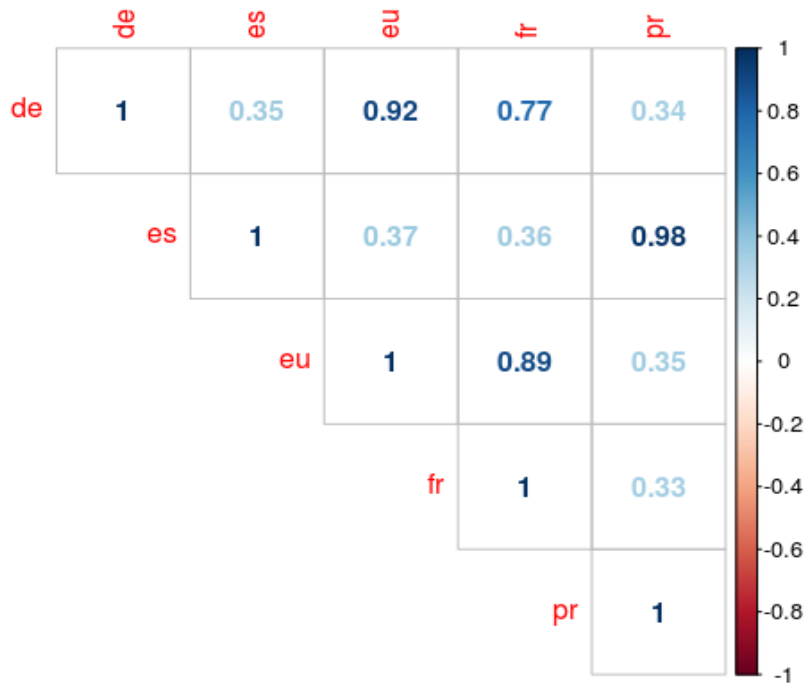


Figura nº 117– Correlación mercados europeos

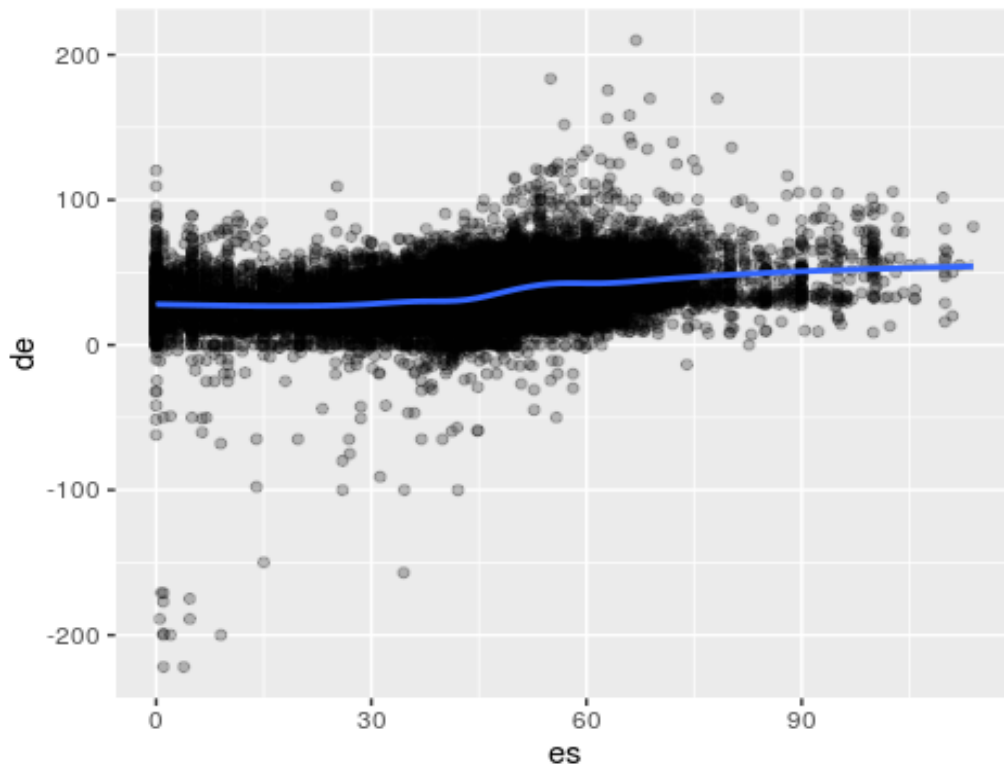


Figura nº 118– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario alemán

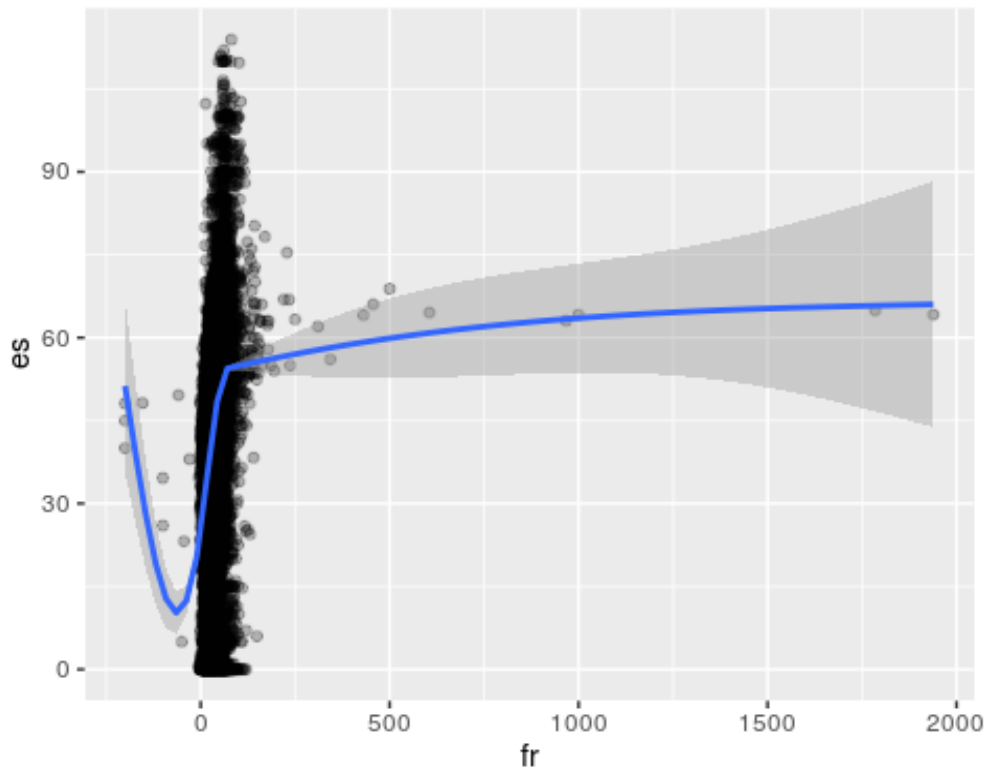


Figura nº 119– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario francés

Como se puede ver en los tres gráficos, figuras nº 118-120, el mercado francés, alemán y europeo tienen de momento una correlación baja con el mercado diario español, debido a las siguientes razones:

- la potencia de interconexiones eléctricas, España figura entre los últimos en la lista con un 3% de interconexión, transformándole en una cuasi-isla energética junto con Polonia (2%) y Chipre y Malta (0%)
- las políticas energéticas europeas de cada estado miembro no tienen una visión global, lo cual condiciona tanto la competencia entre agentes como los precios resultantes
- el gran número de programas dirigidos a reforzar las energías renovables ha encarecido el precio de la electricidad
- los continuos cambios regulatorios crean una gran incertidumbre en toda la cadena de valor



Para mejorar la interconexión eléctrica de España se comenzó la construcción de una nueva línea eléctrica que uniera España y Francia por el este de los Pirineos, duplicando así la capacidad de intercambio con Francia de 1.400 a 2.800 megavatios (MW). Dicha construcción finalizó en febrero de 2015, funcionando en modo de pruebas técnicas y desde el 5 de octubre del 2015 ha iniciado su operación comercial.

Por esta razón para ver la influencia que actualmente tiene dichos mercados, con el incremento de la interconexión (factor decisivo para que fluya la energía entre los diferentes países), se ha analizado la correlación del último año móvil (agosto 2015-julio 2016), mostrado en las figuras nº 120-122.

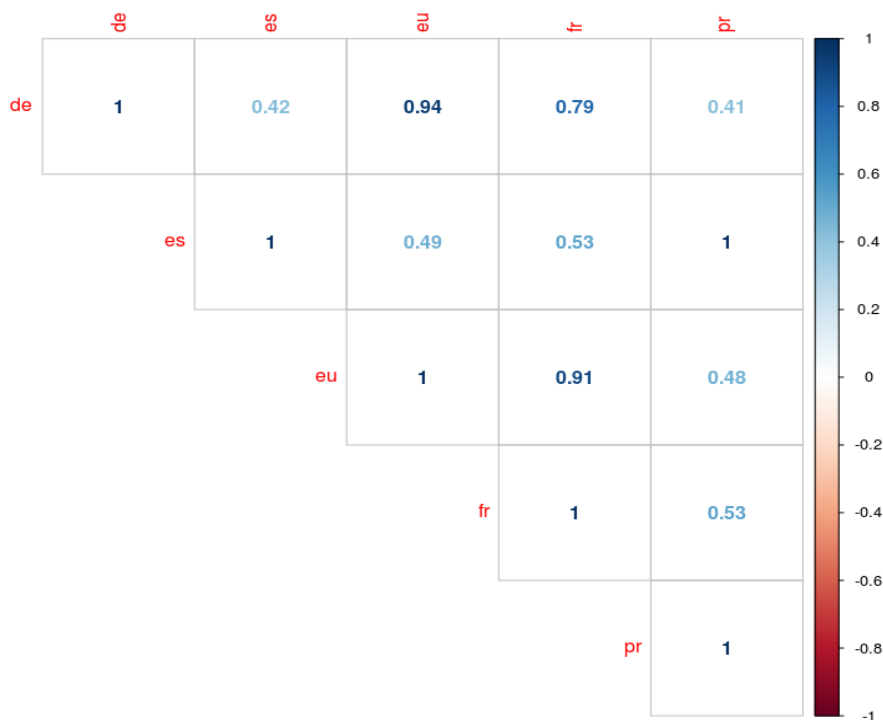


Figura nº 120– Correlación mercados europeos (agosto 2015-julio 2016)

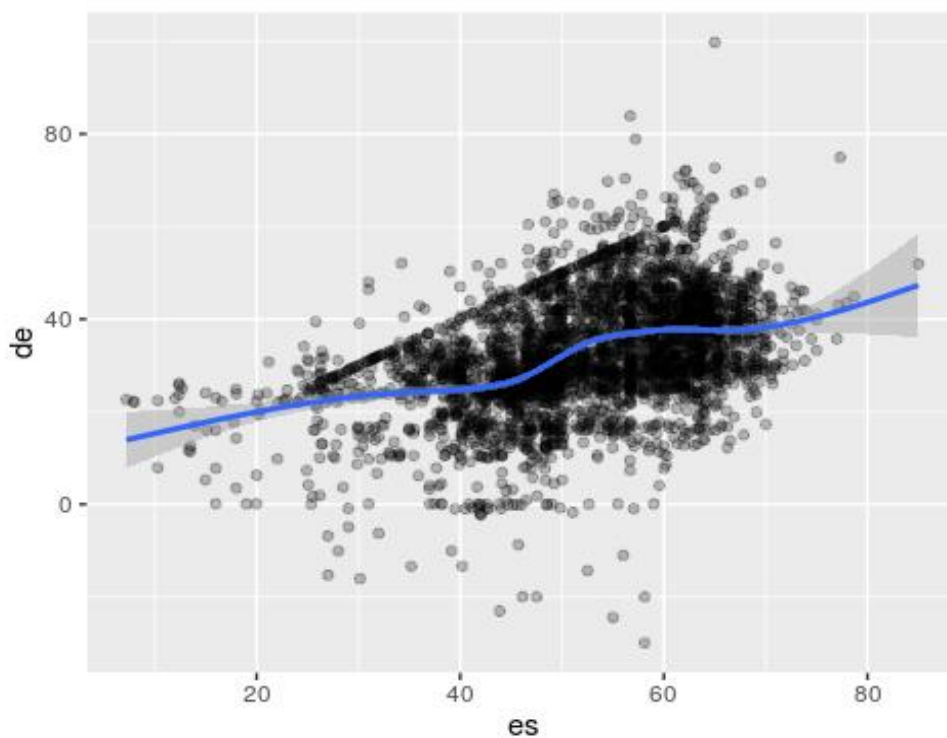


Figura nº 121– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario alemán (agosto 2015-julio 2016)

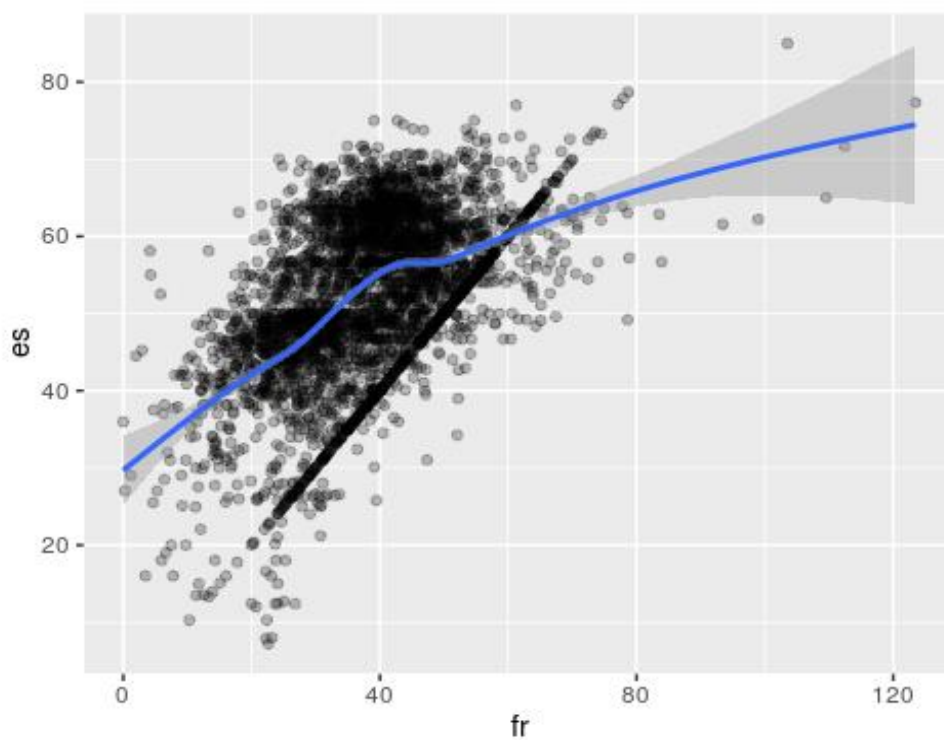


Figura nº 122– Precio del mercado diario español vs Precio del mercado diario francés (agosto 2015-julio 2016)



Podemos apreciar como la correlación del precio del mercado diario español con el alemán y el francés ha incrementado de forma sustancial, pasando de 0,35 a 0,42 con el mercado alemán y de 0,27 a 0,53 con el mercado francés.



3.4. CONCLUSIONES

Realizado el análisis descriptivo de las tecnologías se pueden concluir que la producción de cada tecnología es determinante en el resultado del precio del mercado diario, teniendo cada tecnología una repercusión diferente sobre el mismo.

Se ha podido apreciar que las tecnologías como la nuclear y las renovables contribuyen a reducir el precio en el mercado diario. En cambio, las tecnologías convencionales, principalmente el carbón y el gas, y el incremento de la demanda lo aumentan.

Concluyendo, la demanda y todas las tecnologías de producción serán incluidas en el modelo de predicción de precios, excepto la de fuel-gas, de la cual hemos podido analizar el cambio drástico en su producción a partir de 2014 con la modificación del Real Decreto 436/2004, siendo prácticamente nula y como consecuencia también su influencia sobre el mismo.

El resto de factores del balance energético, saldo internacional, enlace península baleares y el consumo de bombeo, no serán incluidos en el modelo pues de forma respectiva los dos primeros no tienen una influencia significativa, y la influencia del consumo de bombeo por ser intrínseca a la producción hidráulica.


El tipo de día debe incluirse como complemento al anterior pues será el que marcará cuál de las tecnologías será más significativa a la hora de fijar el precio del modelo, dependiendo del tipo de día serán unas tecnologías las que tendrán mayor influencia en el precio u otras.

Por otro lado, destacar la relación que existe entre las ofertas de las tecnologías térmicas (carbón y ciclo combinado) con los índices correspondientes a sus materias primas. Tanto el índice Henry Hub y el Carbón Futuros, se utilizarán para la predicción de su producción.



También es importante subrayar la clara tendencia que nos marca el mercado a plazos de OMIP.

Como conclusión de este análisis, se han determinado todas las variables que se tendrán en cuenta para el desarrollo del modelo.



**CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA PROPUESTA
PARA LA PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL
MERCADO DIARIO. APLICACIÓN A CASOS
REALES DE LA METODOLOGÍA
DESARROLLADA**



1. ANTECEDENTES

El objetivo general del modelo de predicción es predecir el precio de mercado de la electricidad por hora para los cinco días siguientes. Para ello, en el análisis univariante y multivariante se han establecido las variables que tienen una fuerte correlación con el precio:

VARIABLES RELACIONADAS CON EL TIEMPO. Los datos son series de tiempo con alta frecuencia y volatilidad. Las principales diferencias se han identificado para los días laborables, las estaciones y las horas.

- Demanda.
- Tecnologías de producción.
- Otros mercados: commodities, bolsa, mercados europeos, futuros.

Resumiendo, el modelo de predicción en el diagrama de la figura nº 124.

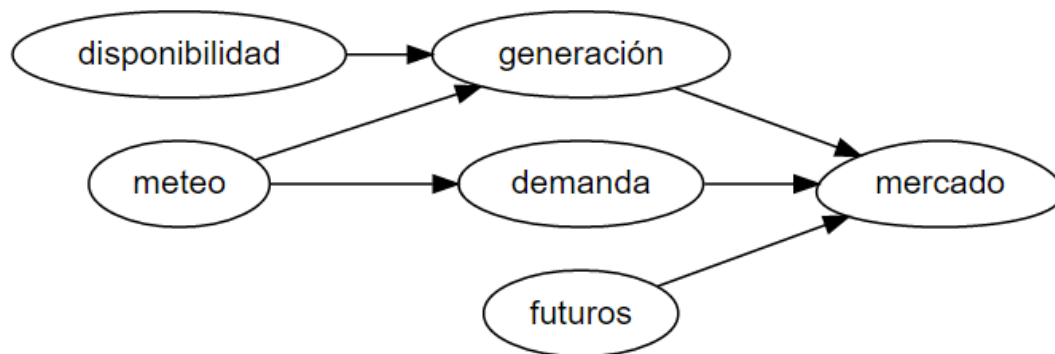


Figura nº 123–Diagrama modelo de predicción

Con el fin de predecir el precio de mercado a través de tales variables, se realizará una estimación de las mismas para los próximos cinco días. La información disponible para esta tarea se divide principalmente en tres fuentes:

- Previsiones meteorológicas
- Disponibilidad de producción



- Commodities definidas (Petróleo, Carbón y Gas)

Por lo tanto, la predicción se realiza en dos pasos:

1. Estimar los predictores reales del mercado (generación y la demanda).
2. Predecir el precio de mercado dadas esas estimaciones, y los indicadores definidos (Ibex 35, OMIP).

3. ANÁLISIS DE LOS RECURSOS

Para realizar la estimación de la producción de cada tecnología y la demanda se realizará el estudio de los recursos e información disponible, cuya obtención de información se expone en el Anexo I:

- Eólica (MWh)- Velocidad y dirección del viento
- Solar fotovoltaico (MWh)- Radiación global en el plano horizontal.
- Solar térmico (MWh)- Radiación directa
- Hidráulica (MWh)- Precipitación y potencia disponible
- Nuclear (MWh)- potencia disponible
- Demanda (MWh)-Temperatura
- Otras tecnologías- potencia disponible

La información a analizar del recurso constituye una base de datos de 23 millones de valores a tratar con R. En ella se encuentra el valor disponible de cada recurso desde 2012 hasta 2016 para cada longitud y latitud de la malla en la que se ha dividido el mapa de España (figura nº 125).

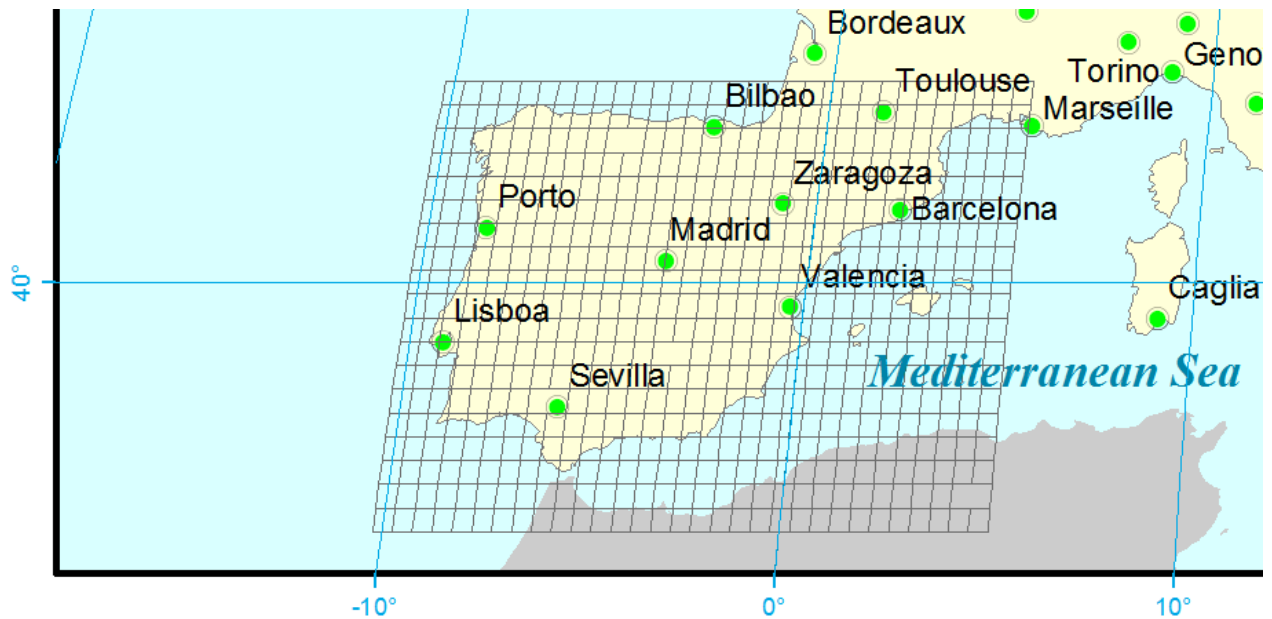


Figura nº 124–Malla Analizada de España

El objetivo es determinar las longitudes y latitudes que tienen una mayor correlación con la producción por tecnología que nos permitirán determinar la predicción de esa producción.

3.1. Eólica

Se ha procedido a representar en la figura nº 126 la producción de eólica con la velocidad y dirección del viento, en la cual de forma muy clara se puede apreciar que al aumentar la velocidad del viento aumenta su producción.

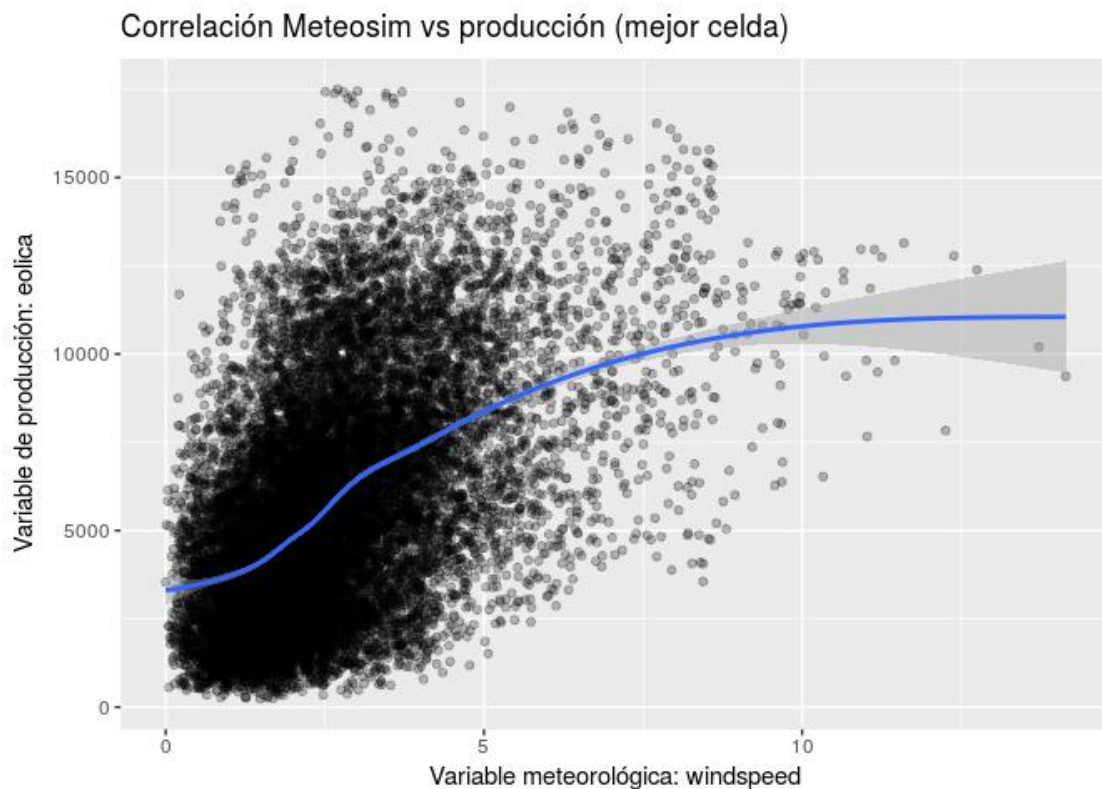


Figura nº 125–Producción eólica vs velocidad del viento

De la malla expuesta anteriormente las longitudes y latitudes con mayor correlación se exponen en la tabla 8.

Mapa	lon-lat	corr
1	lon_-2.5_lat_42	0,744
2	lon_-3_lat_42	0,723
3	lon_-2_lat_41.5	0,718
4	lon_-5_lat_41.5	0,708
5	lon_-5_lat_40.5	0,706
6	lon_-4.5_lat_41.5	0,706
7	lon_-2.5_lat_41.5	0,705
8	lon_-5_lat_42	0,703
9	lon_-4_lat_41	0,702
10	lon_-4_lat_42	0,702
11	lon_-4_lat_41.5	0,699
12	lon_-3.5_lat_42	0,699
13	lon_-3.5_lat_41	0,699

14	lon_-4.5_lat_42	0,698
15	lon_-3_lat_41.5	0,696
16	lon_-1.5_lat_41.5	0,692
17	lon_-5.5_lat_41.5	0,692
18	lon_-1_lat_41	0,690
19	lon_-3.5_lat_41.5	0,689
20	lon_-0.5_lat_40.5	0,680

Tabla 8–Correlaciones Eólica

La correlación es efectiva si puede afirmarse que es distinta de cero. Pero ha de decirse que una correlación significativa no necesariamente ha de ser una correlación fuerte; simplemente es una correlación diferente de cero. O, en otros términos, es una correlación que es poco probable que proceda de una población cuya correlación es cero. En esta situación la correlación es significativa pues la muestra es suficientemente grande y además por su alto valor en la correlación.

La representación geográfica de estas celdas queda expuesta en la figura nº 127.

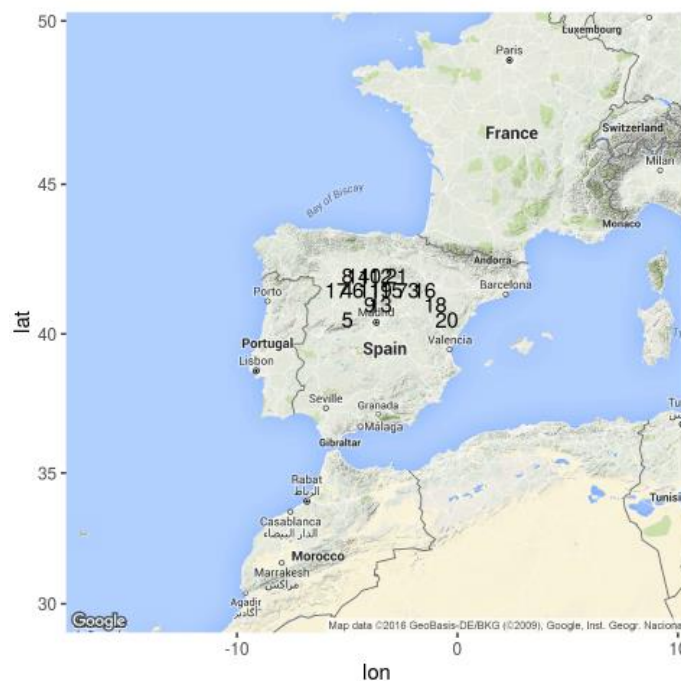


Figura nº 126–Celdas de Correlación-Producción eólica



Realizando la comparativa con el mapa de distribución geográfica de la potencia instalada eólica, figura n° 45, podemos apreciar que la localización de las celdas se encuentra cercanas a la zona de Zaragoza, donde se encuentra el parque con mayor potencia instalada.

Para la predicción del recurso utilizaremos las tres longitudes y latitudes con mayor correlación.

3.2. Solar fotovoltaico

En el análisis de la producción de la solar fotovoltaica con la radiación global en el plano horizontal, las longitudes y latitudes con mayor correlación obtenidas han sido las indicadas en la tabla 9.

Mapa	lon-lat	corr
1	lon_-7.5_lat_37	0,935
2	lon_-8.5_lat_37	0,935
3	lon_-8.5_lat_36	0,935
4	lon_-8.5_lat_36.5	0,934
5	lon_-7.5_lat_36	0,934
6	lon_-8_lat_36	0,934
7	lon_-7_lat_37	0,934
8	lon_-7.5_lat_36.5	0,934
9	lon_-8_lat_36.5	0,933
10	lon_-8.5_lat_35.5	0,933

Tabla 9–Correlaciones Solar Fotovoltaica

Como cada variable independiente (long, lat) tiene una correlación cercana a 1, la producción de solar fotovoltaica queda definida con la variable de la radiación solar global en el plano horizontal, figura n 128. Se utilizarán para su predicción las 4 variables o celdas con mayor correlación.

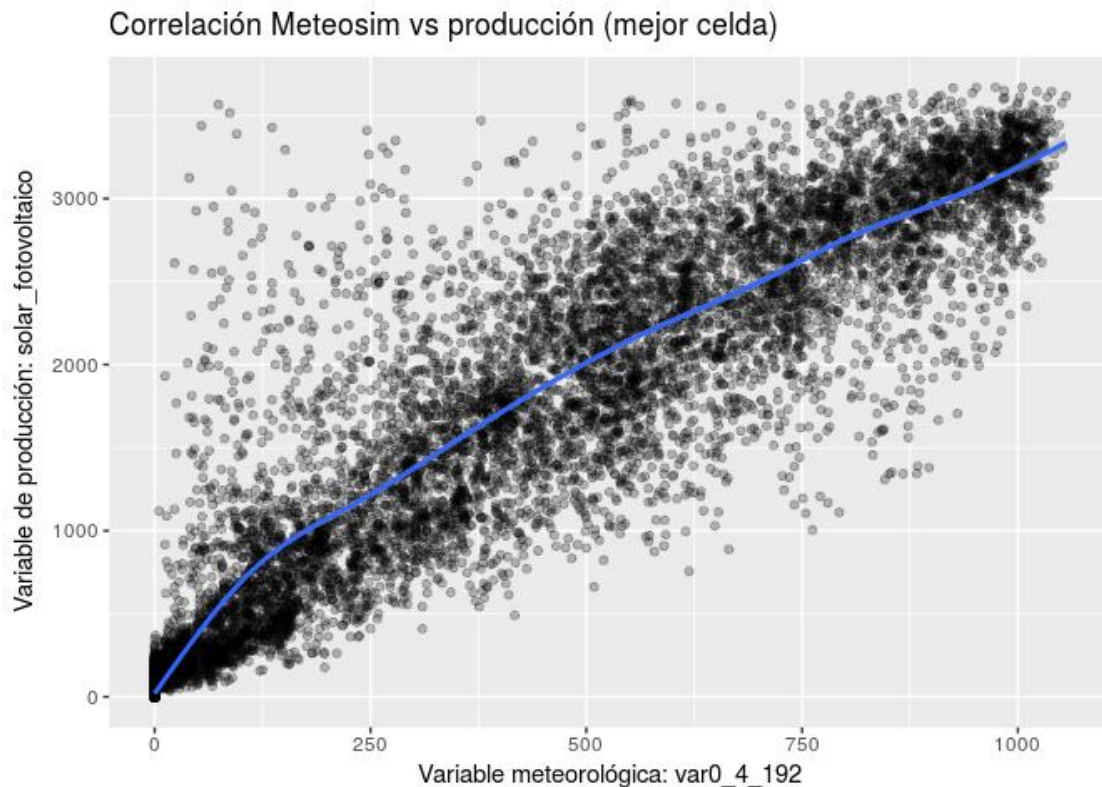


Figura nº 127– Producción solar fotovoltaico vs radiación global

Al confrontar las celdas con mayor correlación, figura nº129, con el mapa de distribución geográfica de la potencia solar térmica instalada, figura nº 36, se observa que no coinciden con la situación de las centrales solares térmicas.

Evidentemente la producción de una instalación fotovoltaica depende de la cantidad de horas de sol, ya que la radiación es consecuencia directa de lo que producen las instalaciones fotovoltaicas, pero sí es verdad que, a igualdad de horas de sol, una mayor temperatura de las células y módulos que componen una instalación fotovoltaica hacen disminuir su producción.

Además de la temperatura existen otros factores que afectan a la curva de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos como son: la velocidad del viento, las sombras, el polvo depositado en los módulos, los daños en el encapsulado de los módulos, etc.

Por esta razón las correlaciones más elevadas no coinciden con la situación en la que se encuentran las centrales, ya que la producción de la radiación no solo dependerá de la variable de radiación global analizada.

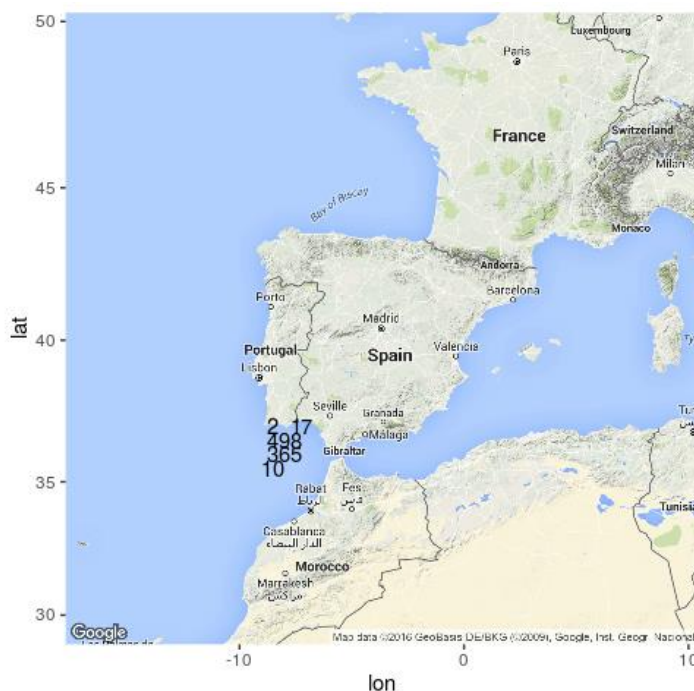


Figura nº 128– Celdas de Correlación-Producción solar fotovoltaico

3.3. Solar térmico

La producción solar térmica se ha analizado frente a la radiación directa, obtenida a partir de la radiación global del plano horizontal, mediante el paquete solaR (Perpiñán Oscar (2012)). Las longitudes y latitudes con mayor correlación obtenidas se muestran en la tabla 10.

Mapa	lon-lat	corr
1	lon_-7_lat_38	0,777
2	lon_-7.5_lat_37.5	0,777
3	lon_-8.5_lat_37.5	0,775
4	lon_-7_lat_38.5	0,775
5	lon_-7_lat_37.5	0,774
6	lon_-7.5_lat_38	0,774



7	lon_-6.5_lat_38	0,774
8	lon_-7.5_lat_38.5	0,773
9	lon_-8_lat_37	0,773
10	lon_-6.5_lat_39	0,772

Tabla 10–Correlaciones Solar Térmica

Aunque la correlación obtenida entre estas variables es inferior a la de la producción solar fotovoltaica y la radiación global del plano horizontal, sigue siendo una correlación fuerte, que demuestra que según aumenta la radiación directa aumenta la producción de solar térmica (figura 130).

Además, podemos apreciar en la figura nº 131, que las longitudes y latitudes con mayor correlación se encuentran agrupadas en zonas cercanas a las instalaciones con mayor potencia instalada. De las cuales utilizaremos para la predicción de generación las tres con mayor correlación.

Correlación Meteosim vs producción (mejor celda)

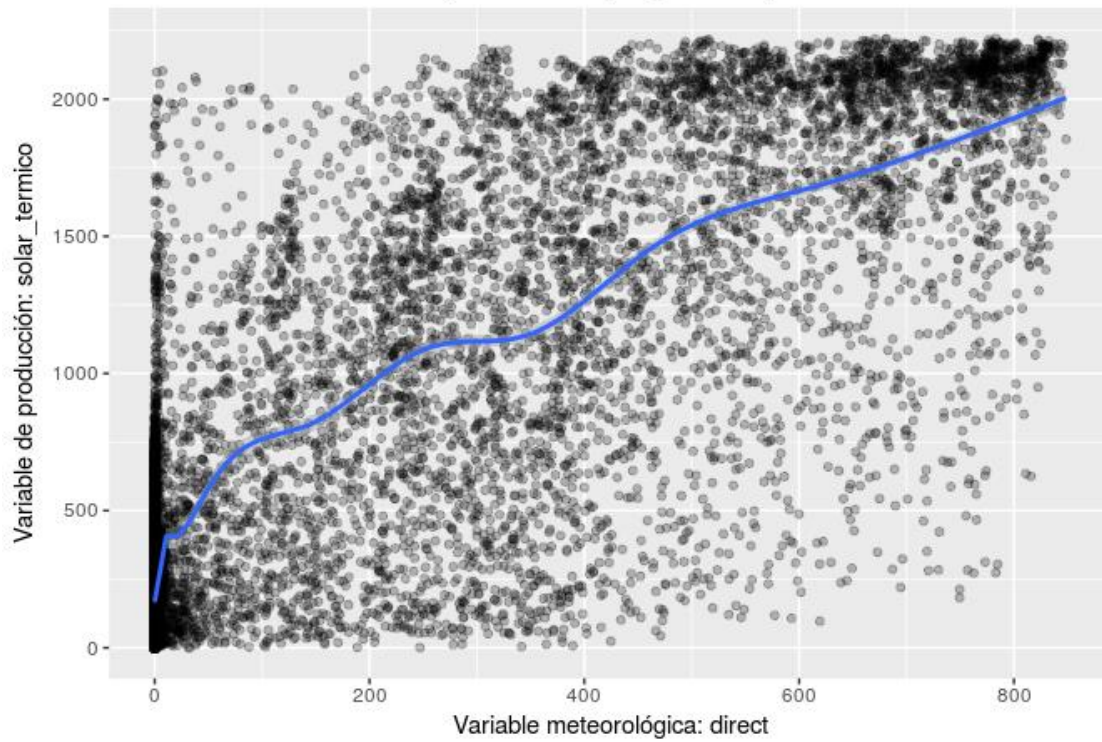


Figura nº 129–Producción solar térmica vs radiación directa

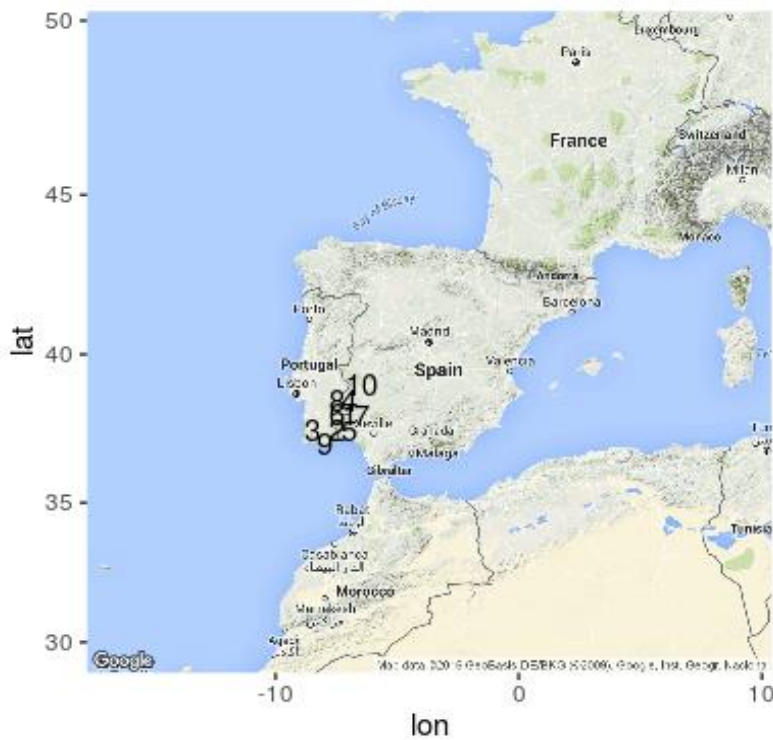


Figura nº 130–Celdas de Correlación-Producción solar térmica

3.4. Hidráulica

Existen diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, de las cuales han sido expuestas sus características y su repercusión sobre el precio del mercado diario.

La publicación de su producción se realiza de manera diferenciada, hasta marzo de 2016. A pesar de disponer del histórico para realizar el estudio de cada tecnología frente a la precipitación, se ha procedido a realizar un análisis de su correlación, ya que para la técnica “Rolling Horizon” que se va a utilizar en la predicción de la producción de las mismas, requiere los datos consecutivos y sin embargo actualmente se publican de manera conjunta.

La correlación entre la producción de ambas es de 0,71 (figura nº 132). Siendo esta correlación tan fuerte, se procede al análisis de ambas tecnologías conjuntas frente a la precipitación.

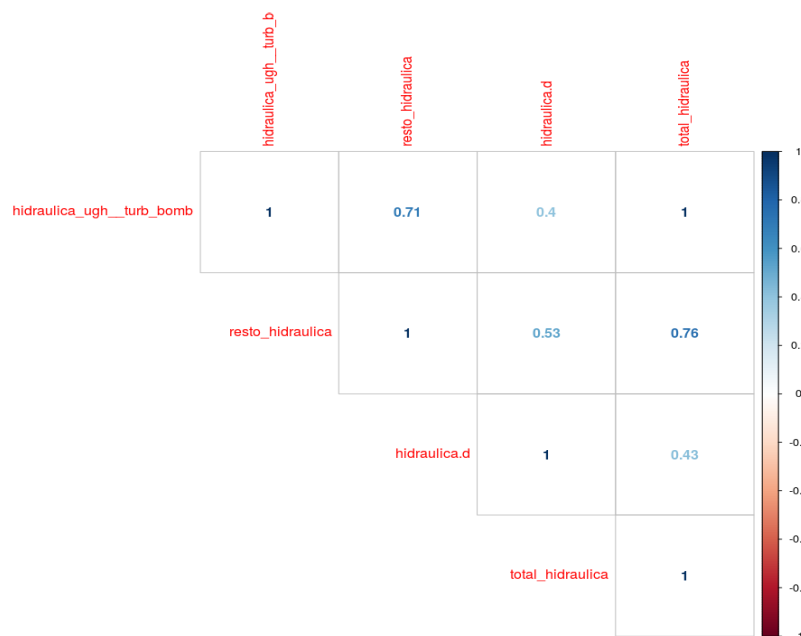


Figura nº 131–Celdas de Correlación-Producción solar térmica



Del tratamiento de datos se ha obtenido que las longitudes y latitudes expuestas en la tabla 11 son las de mayor correlación entre la producción conjunta de ambas y la precipitación.

Mapa	lon-lat	corr
1	lon_-3.5_lat_41	0,133
2	lon_-4_lat_41	0,116
3	lon_-2.5_lat_40.5	0,115
4	lon_-3_lat_41	0,113
5	lon_-2_lat_40.5	0,111
6	lon_-2.5_lat_40	0,108
7	lon_-3.5_lat_42	0,107
8	lon_-3_lat_39.5	0,105
9	lon_-5_lat_40.5	0,104
10	lon_-4.5_lat_40.5	0,103
11	lon_-3_lat_42	0,103
12	lon_-4_lat_40.5	0,103
13	lon_-5.5_lat_40.5	0,102
14	lon_-3_lat_40	0,102
15	lon_-2.5_lat_41	0,102
16	lon_-2_lat_40	0,101
17	lon_-6_lat_40.5	0,101
18	lon_-4_lat_38	0,099
19	lon_-3_lat_40.5	0,099
20	lon_-6.5_lat_40.5	0,098

Tabla 11–Correlaciones Solar Térmica

En las hidráulicas fluyentes, el caudal de agua que excede a la capacidad del circuito hidráulico continúa por el cauce natural del río, regenerándose el caudal total en el desagüe de la central. Por lo tanto, no se aprovecha toda la energía posible, perdiéndose la que produciría el agua que no puede derivarse y circula por el río.

La característica del resto de aprovechamientos hidroeléctricos es que la energía que producen es gestionable, es decir, que se puede elegir la potencia producida, ya que ella depende exclusivamente del caudal que se

deriva por el circuito hidráulico en el punto de la toma y de esta forma como ya se ha indicado concentran su producción en las horas de precios elevados.

Esto son algunas de las razones por las que la correlación lineal entre ambas variables es muy baja (figura nº 133).

Correlación Meteosim vs producción (mejor celda)

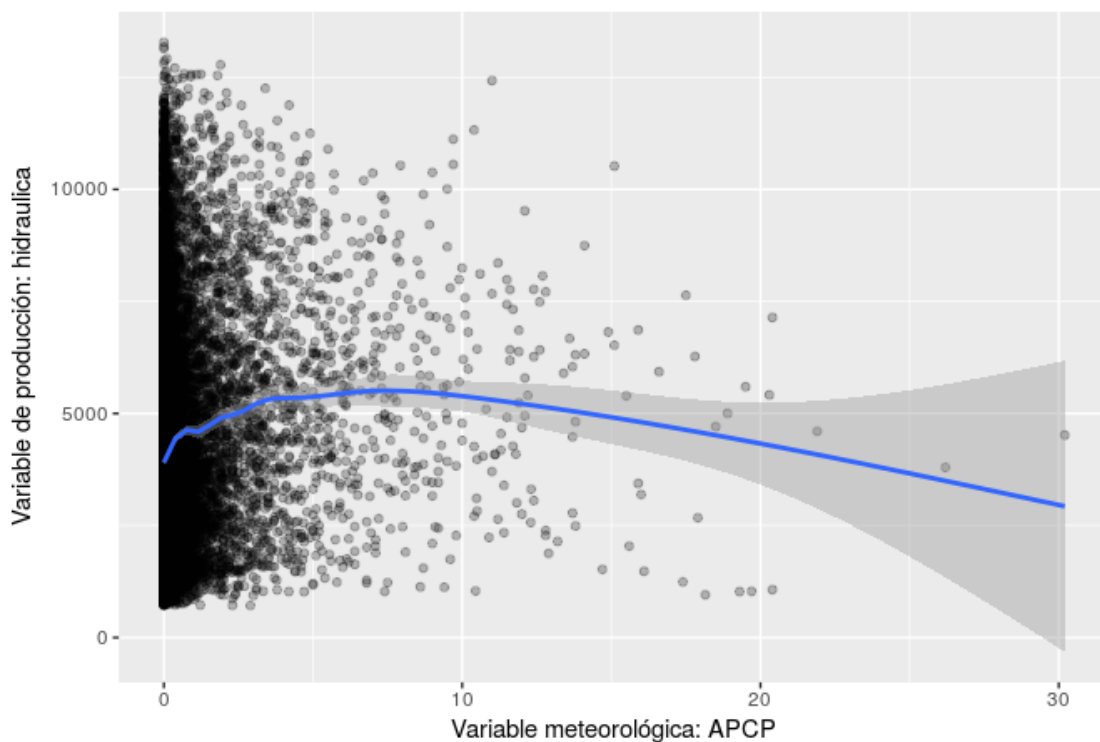


Figura nº 132–Producción hidráulica vs precipitación

A pesar de la correlación lineal baja obtenida, si comparamos la producción de la hidráulica UGH y de turbinación por bombeo, la cual supone el peso principal del volumen, con la potencia disponible (generada por la disponibilidad del recurso y por tanto la precipitación), se ve una correlación fuerte, donde los máximos de generación coinciden con los máximos de potencia disponible.

Por tanto, será a partir de este recurso con el que se desarrolle la predicción de producción de la hidráulica.

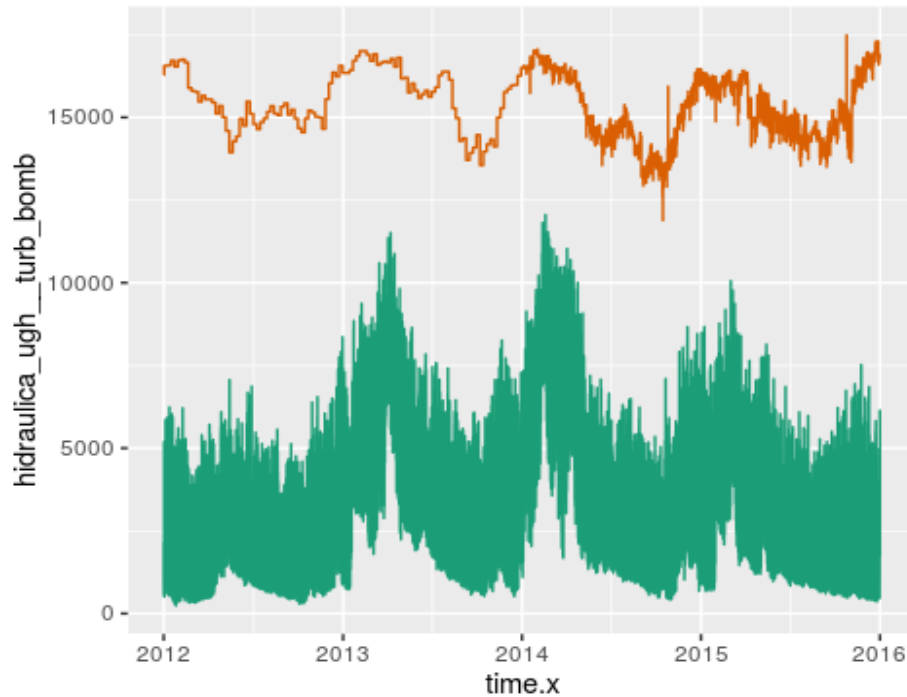


Figura nº 133–Producción hidráulica (ugh+turb bombeo) vs Potencia disponible hidráulica

Podemos apreciar en la figura nº 135, que las longitudes y latitudes con mayor correlación se encuentran agrupadas en zonas cercanas a centrales hidroeléctricas, figuras nº 67 y 68. Se utilizarán las 3 celdas con mayor correlación para la predicción de la producción.

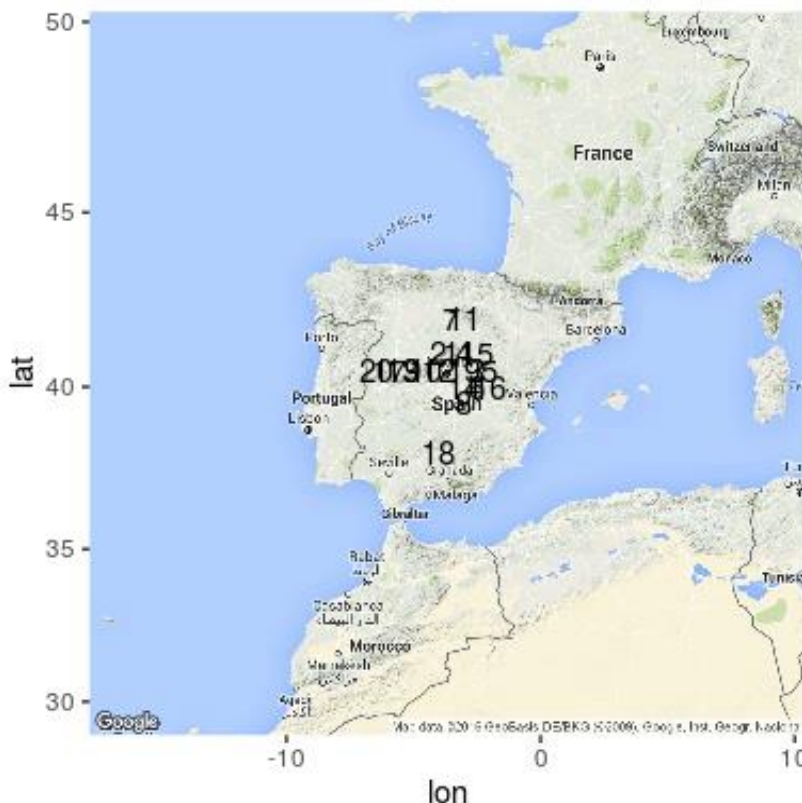


Figura nº 134–Celdas de Correlación-Producción hidráulica

3.5. Nuclear

La producción nuclear supone un instrumento de producción para dar estabilidad a la red, dotando al sistema de una parte de la potencia de base que no está sujeta a incertidumbres que generan otras tecnologías de producción. Por esta razón y cómo podemos ver en los gráficos de las figuras nº 136 y nº 137 la producción de la nuclear depende directamente de la potencia disponible de generación.

El precio de su materia prima, el uranio, aunque está sujeto también a cierta volatilidad, no tan acusada como la del petróleo y el gas natural, tiene escasa incidencia en el coste total de la producción (una repercusión inferior al 10% del coste total) con respecto al peso de los combustibles fósiles en las tecnologías de producción que utilizan otras fuentes

energéticas. Así pues, la evolución del coste de la materia prima no será un factor determinante en su producción.

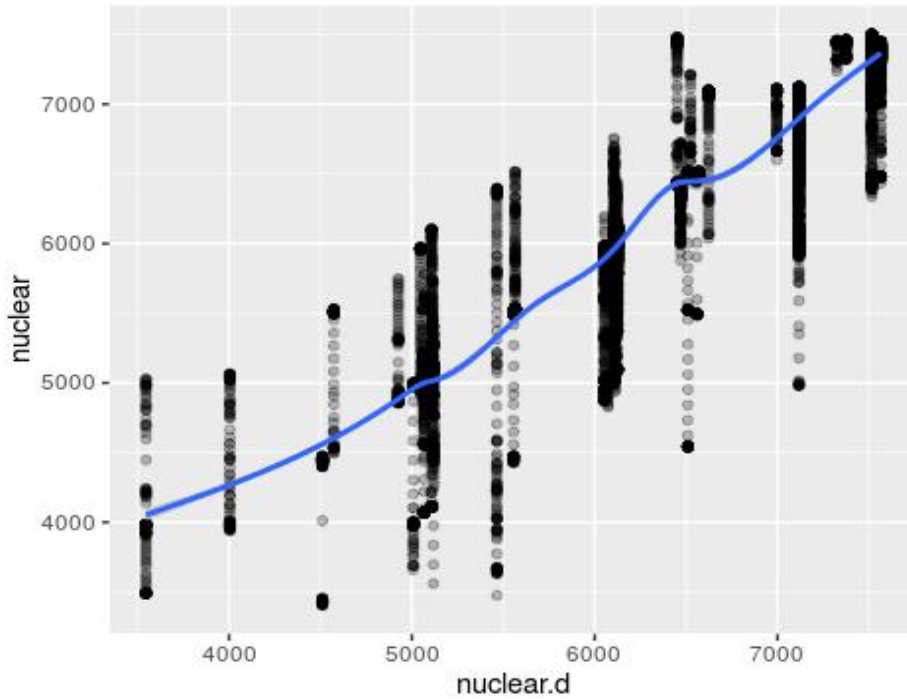


Figura nº 135–Producción nuclear vs Potencia disponible nuclear

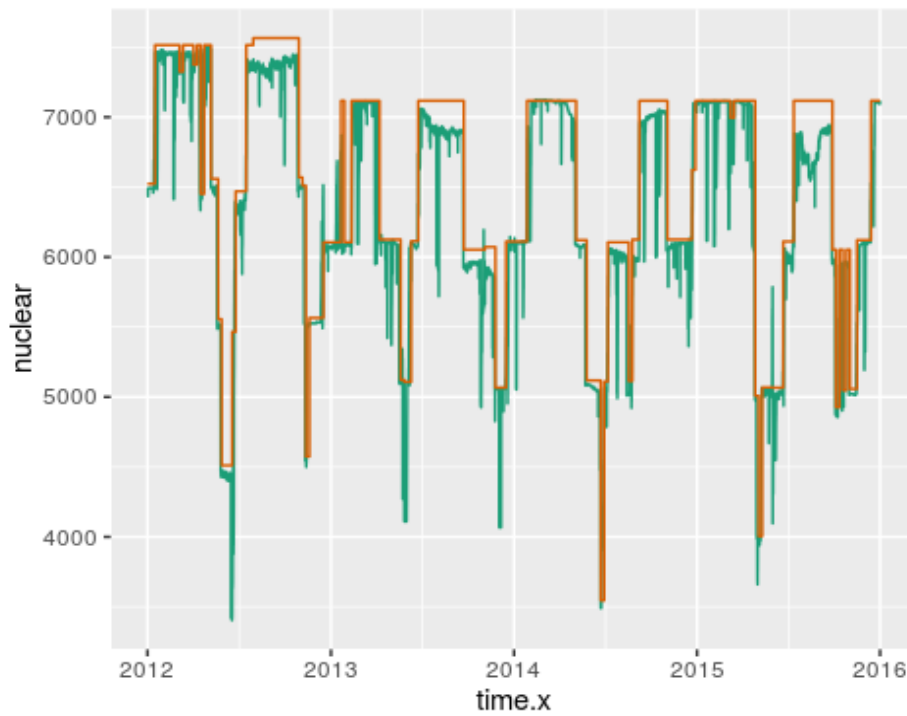


Figura nº 136– Producción nuclear vs Potencia disponible nuclear



3.6. Demanda

Son varios los factores que influyen en la demanda de electricidad. Algunos de ellos son económicos, otros climáticos y otros de índole social. Con toda seguridad los dos más importantes, y cuyo impacto es mayor, son la estacionalidad y la temperatura.

Entendamos por estacionalidad, el efecto que el calendario laboral y las horas de luz de estudio tiene sobre el consumo de energía eléctrica, ya estudiado y analizado en el análisis del precio del mercado diario. Por tanto, es indispensable modelar de la mejor forma posible la influencia de la temperatura.

Del procesado de los datos se consiguen las longitudes y latitudes con mayor correlación se exponen en la tabla 12.

Mapa	lon-lat	corr
1	lon_-8.5_lat_39	0,233
2	lon_-8.5_lat_38.5	0,227
3	lon_-8_lat_37.5	0,224
4	lon_-8_lat_38	0,224
5	lon_-7.5_lat_38	0,223
6	lon_-7_lat_38	0,222
7	lon_-8_lat_39	0,222
8	lon_-8.5_lat_38	0,221
9	lon_-7.5_lat_37.5	0,218
10	lon_-6_lat_37	0,216

Tabla 12 –Correlaciones Demanda

En el gráfico de a figura nº 138 se aprecia que en rangos generales al aumentar la temperatura aumenta a la demanda, salvo en el rango de temperatura más suaves (17-19°C), en los que no se requiere climatización y esas temperaturas se suelen producir en épocas con mayores horas de luz.

3.7. Otras tecnologías

Analizando la potencia disponible para el resto de tecnologías de producción del mix energético: carbón, ciclo combinado y fuel gas (figuras nº 140-142), vemos que no es determinante en su producción debido a diferentes motivos: no se trata de producciones que constituyan una base en el mix, las plantas no requieren de paradas programadas como la nuclear, etc. Por tanto, para su producción no se tendrá en cuenta esta información.

A pesar de no disponer de la potencia disponible ni de un recurso para las tecnologías de la cogeneración y la térmica renovable, se determina que teniendo en cuenta el análisis realizado de su producción en el capítulo anterior, dichas tecnologías poseen una producción desde el cambio legislativo de 2013, (Real Decreto 436/2004) muy estable y se obtendrán en base al histórico, por tipo de día y la demanda.

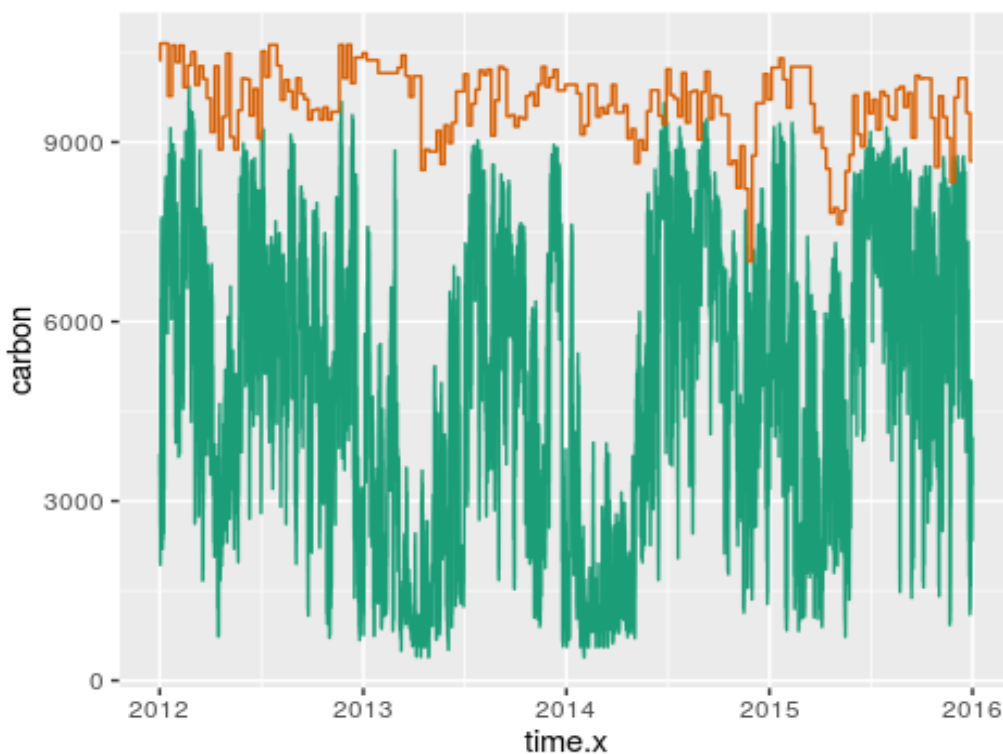


Figura nº 139–Producción carbón vs Potencia disponible carbón

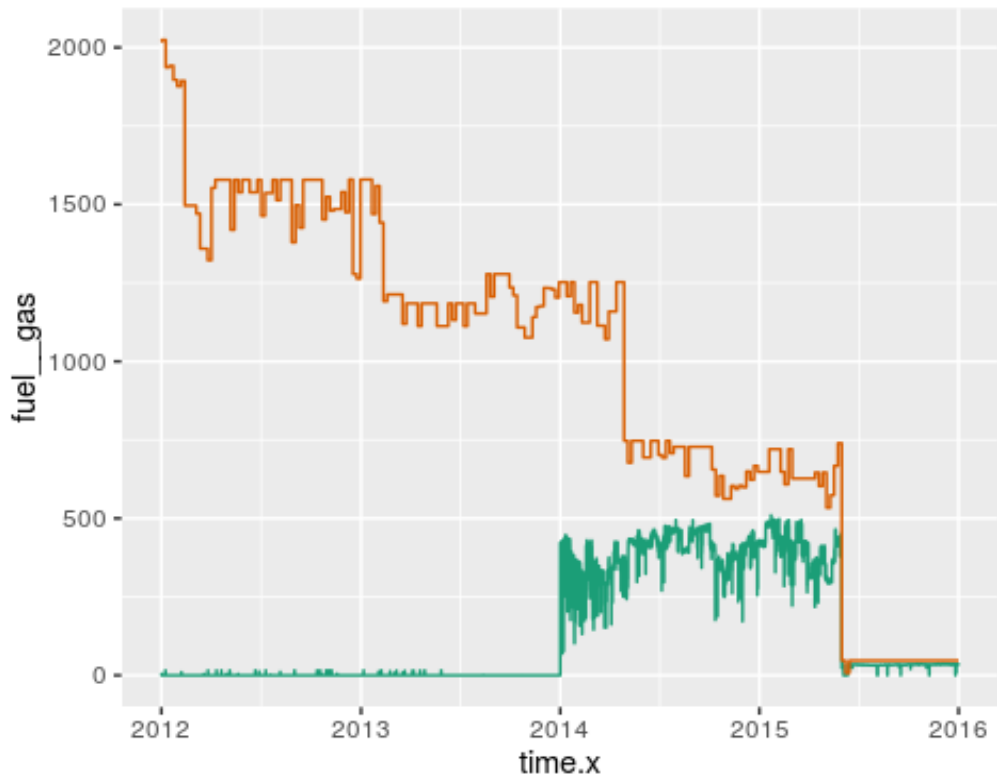


Figura nº 140–Producción fuel gas vs Potencia disponible fuel gas

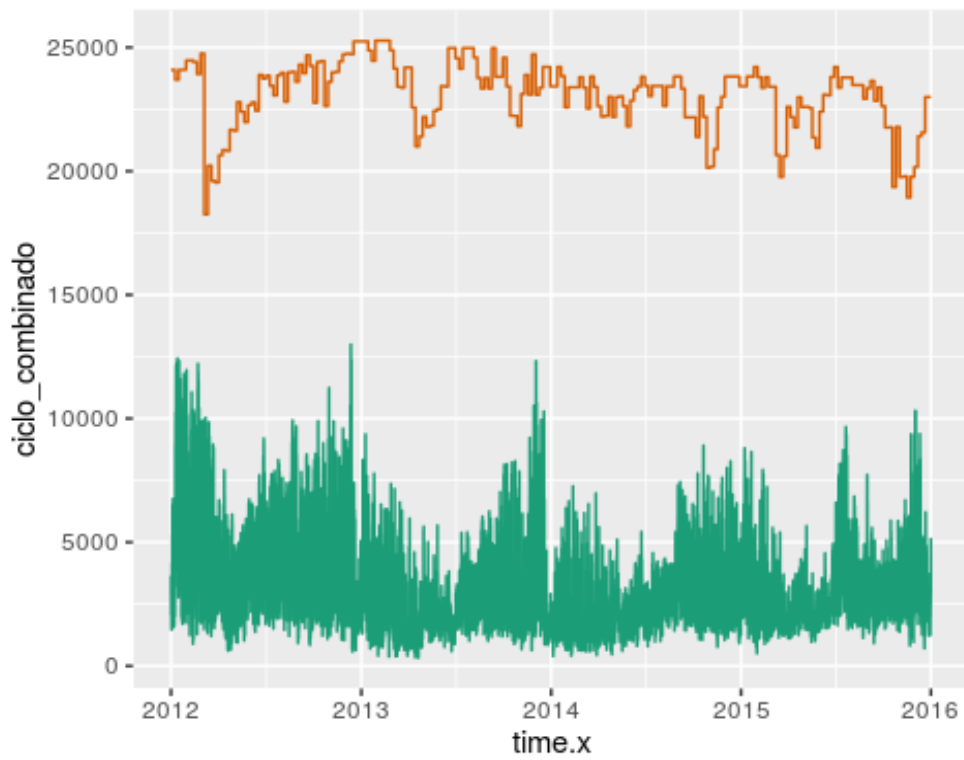


Figura nº 141–Producción ciclo combinado vs Potencia disponible ciclo combinado



4. ESTIMACIÓN GENERACIÓN Y DEMANDA

Una vez realizado el estudio con el recurso disponible, se realiza el modelo de estimación de los predictores para los 5 días posteriores, parametrizados mediante modelos lineales múltiples, pues no solo dependerá de su recurso estudiado, sino también de las variables genéricas establecidas en la definición de las variables independientes y su correlación para los 5 días posteriores.

El modelo se construye para cada día de cada tecnología y en él se establecen los valores de los coeficientes que van a indicar el incremento de la variable dependiente por el incremento unitario de la correspondiente variable explicativa. Estos coeficientes tienen las correspondientes unidades de medida.

Establecidos los modelos se calcula el coeficiente R^2 que determina la calidad de los mismos para replicar los resultados, es decir nos proporciona la variación de los resultados que puede explicarse con cada modelo. Por lo general, cuanto mayor sea R^2 , mejor será el ajuste del modelo a los datos, encontrándose entre 0 y 1 (Dolado, J. 1999).

Una vez seleccionado el modelo, se realiza la predicción de la producción horaria para los siguientes cinco días. Para comprobar la validez de las predicciones, estas se comparan con los valores reales, calculando una medida del error.

El error relativo es la medida más intuitiva, pero presenta problemas cuando los valores reales son próximos o iguales a cero, lo que es muy común en las variables tratadas, incluso en la variable de interés, el precio.

En su lugar, se suele utilizar la raíz cuadrada del error cuadrático medio (RMSE), que permite realizar comparaciones del error cometido por diferentes modelos, o por predicciones del mismo modelo en distintos horizontes (Hastie T, Tibshirani R, Friedman J.2009). Basta decir que es



la raíz cuadrada del error cuadrático medio y que funciona como la desviación estándar del error de los valores predichos con respecto a los datos reales, es una medida de dispersión del error entre el modelo y los datos. Esta medida presenta el inconveniente de que, de forma aislada, no proporciona una idea clara de la magnitud del error.

Por ello introducimos una nueva medida relativa del error con respecto a la mediana. Por tanto, estimamos las producciones de las 24 horas de cada día, y calculamos su mediana y su RMSE. El RMSE relativo será el cociente entre RMSE y la mediana.

A modo de ejemplo se expone el modelo de predicción y los errores obtenidos para cada variable explicativa del día 30 de Junio de 2016, exponiéndose los coeficientes calculados para cada día en el Anexo III. Dichos modelos expuestos se han obtenido por una combinación lineal a partir del histórico de los dos últimos años 2013-2015.

Junto con los modelos se expone un gráfico con la predicción para los 5 días posteriores, el valor real y una banda que representa el intervalo de predicción para una confianza del 95%.

Los modelos se vuelven a generar cada día con los datos más recientes (Rolling Horizon). Se hace una selección automática de variables con el método “stepwise”. Este método es uno de los más empleados en la selección de variables y consiste en la inclusión de variables explicativas según el mayor coeficiente de correlación hasta el incremento en el coeficiente de determinación debido a la inclusión de una nueva variable explicativa en el modelo ya no es importante. Además, en este procedimiento es posible que la inclusión de una nueva variable haga que otra que ya estaba en el modelo resulte redundante sea “expulsada” de él.

4.1. Estimación de Eólica

La predicción de producción solar eólica (figura nº 143) sigue el modelo de regresión expuesto:

$$\text{eolica} \sim \text{hora} + \text{díasemana} + \text{tipo} + \text{estacion} + \text{ultimodia} + \text{lon_}2.5\text{_lat_}42 \\ + \text{lon_}3\text{_lat_}42 + \text{lon_}2\text{_lat_}41.5$$

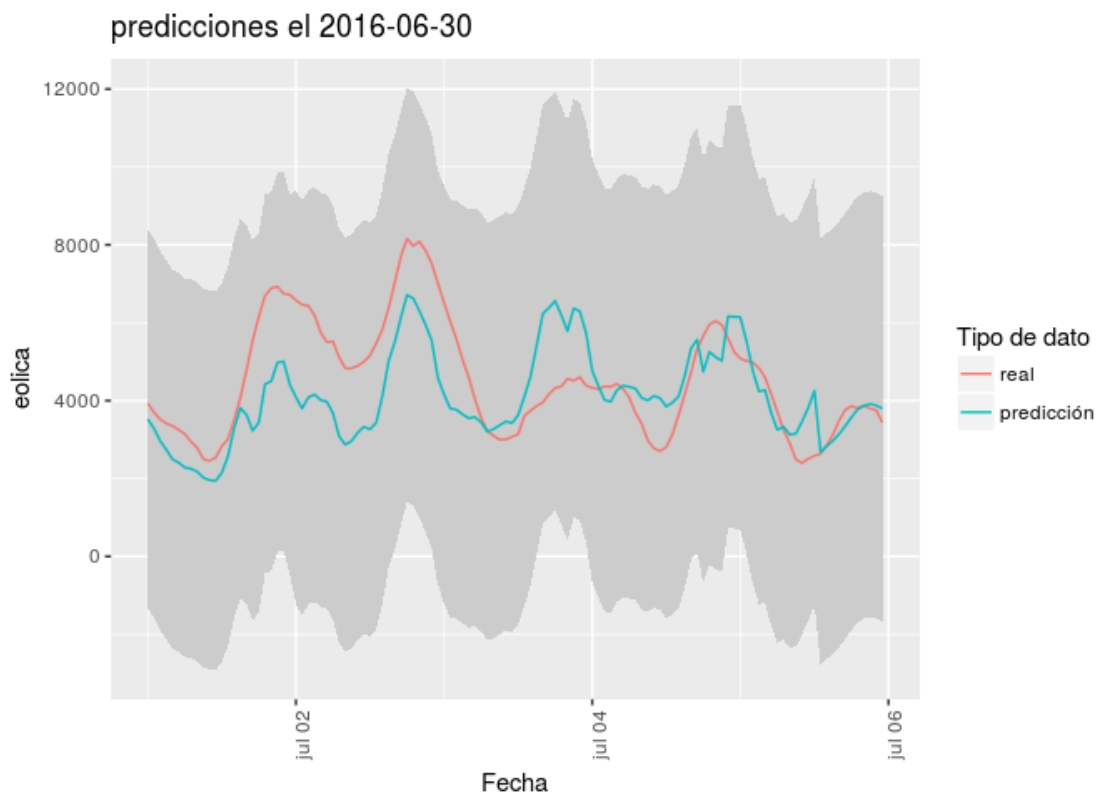


Figura nº 142–Predicción Eólica

Los coeficientes que determinan cada modelo de regresión para los 5 días consecutivos de los cuales queremos hacer la predicción nos permite hacer una estimación donde la incertidumbre (varianza) está disminuida en un 42,2%, 31%, 29,6%, 27,9% y 27,1% respectivamente, con respecto a la original. Aunque la estimación puntual no es muy precisa, la predicción se encuentra siempre dentro de la banda con un intervalo del 95%.



Teniendo en cuenta que el objetivo en este proceso no es estimar la producción de un parque eólico, sino la producción de todos ellos y que, aunque no es una variable meteorológica, de forma intrínseca sí que necesita la predicción de la variable meteorológica, el viento, el margen de error aumenta. Otro factor que afecta a la calidad es el hecho de tener que predecir horariamente.

Por estas razones, los valores ajustados con el modelo son los valores obtenidos para la predicción de las variables independientes con mayor varianza, pues como se ha indicado dicho modelo a su vez se basa en otras estimaciones, las predicciones de viento de las longitudes y latitudes establecidas.

Los errores relativos (figura 144) y los errores cuadráticos obtenidos se encuentran en las tablas 13 y 14, en estas la primera fila corresponde al primer día a predecir, de forma consecutiva.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	13.360,644	3.516,000	0,380
2	19.015,197	6.280,950	0,303
3	14.333,553	4.104,950	0,349
4	7.333,385	4.318,300	0,170
5	6.135,756	3.735,250	0,164

Tabla 13–RMSE Eólica

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,057	0,183	0,238	0,234	0,275	0,441
2	0,169	0,237	0,331	0,307	0,369	0,412
3	0,003	0,133	0,273	0,270	0,377	0,576
4	0,018	0,086	0,131	0,167	0,177	0,501
5	0,002	0,032	0,087	0,138	0,124	0,646

Tabla 14–Errores Relativos Eólica

Se presenta para la mediana un RMSE relativo del 0,380 para el primer día de predicción frente a un 0,164 para el quinto día. En el margen de tiempo tan reducido para el primer día se presentan generalmente perturbaciones que incrementan la incertidumbre del método.

Estos mismos resultados se obtienen también en los errores relativos (figura 144).

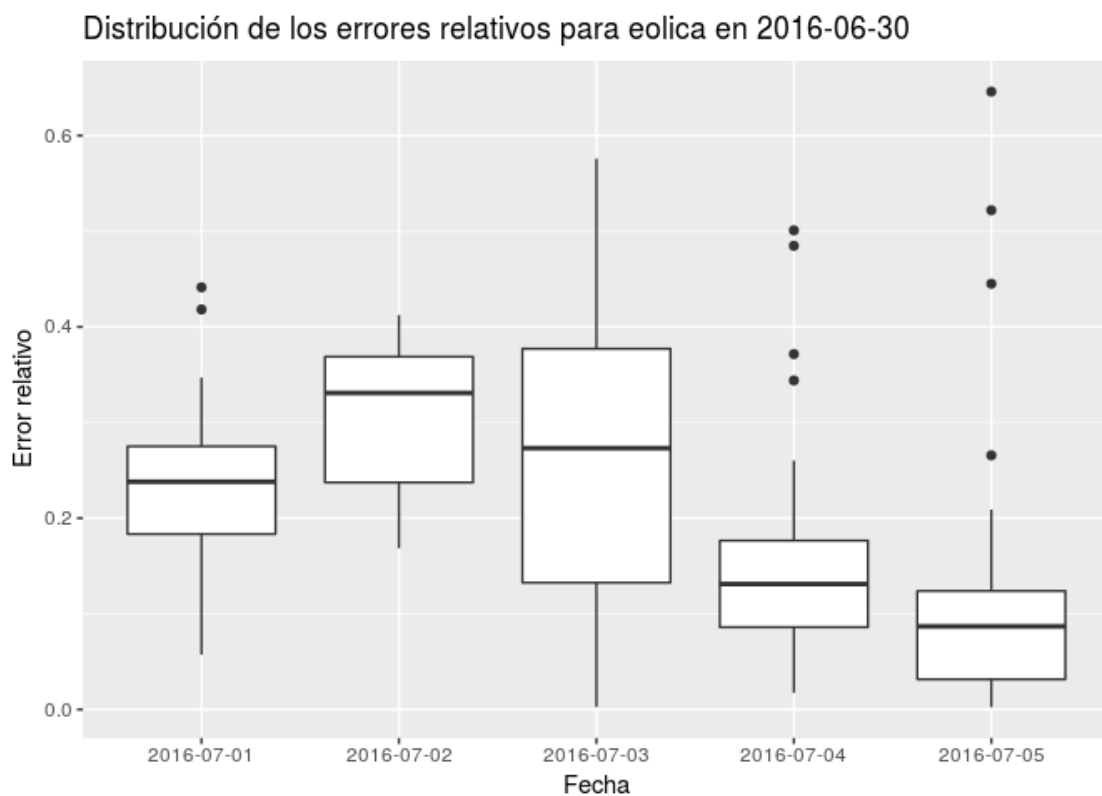


Figura nº 143–Error Relativo Eólica

4.2. Estimación de la Demanda

Para la predicción de la demanda (figura nº 145) se obtiene el siguiente modelo de regresión:

demanda_peninsular ~ hora + tipo + estación + ultimodía + lon_-8.5_lat_39 + lon_-8.5_lat_38.5 + lon_-8_lat_37.5

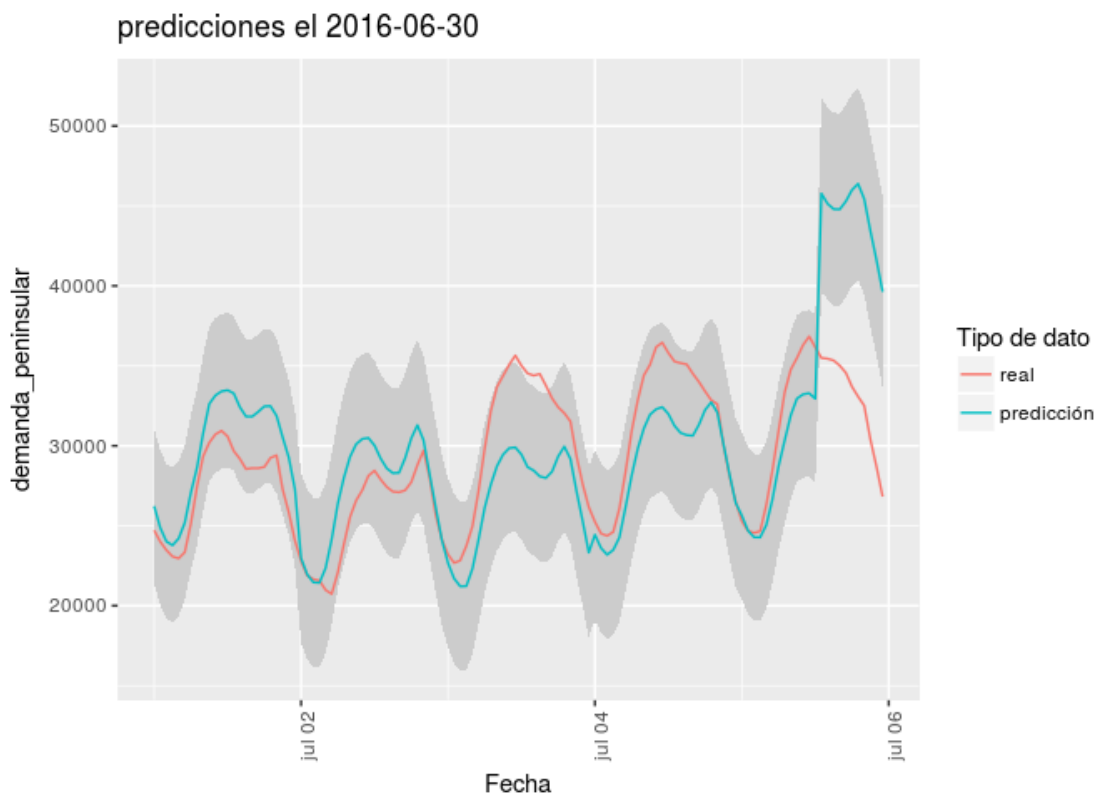


Figura nº 144–Predicción Demanda

El modelo de regresión para el primer día de predicción explica 71,4% de la varianza, por lo que el modelo obtenido está bien ajustado, pues los valores ajustados con el modelo son prácticamente iguales a los valores reales, encontrándose la mayoría de los puntos sobre la línea de regresión calculada. De forma consecutiva, 65,6%, 65,8%, 65,9% y 66,9% para el resto de días de predicción.

Los errores relativos (figura 146) y los errores cuadráticos obtenidos se encuentran en las tablas 15 y 16.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	2.606,502	28.574,450	0,091
2	2.223,611	26.842,500	0,083



3	4.102,506	32.109,600	0,128
4	2.696,680	32.852,800	0,082
5	8.068,460	33.207,650	0,243

Tabla 15–RMSE Demanda

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,023	0,060	0,082	0,087	0,116	0,133
2	0,001	0,016	0,051	0,069	0,104	0,195
3	0,023	0,082	0,118	0,118	0,151	0,186
4	0,002	0,034	0,078	0,068	0,107	0,126
5	0,001	0,070	0,093	0,195	0,324	0,477

Tabla 16–Errores Relativos Demanda

Centrándonos ahora en análisis de los porcentajes de error con respecto a la mediana, podemos señalar que el dato más alejado a la realidad presenta el mayor porcentaje de error 0,243, siendo para el resto de días más unificados al estar próximos a 0,1 (figura 146).

El error elevado del quinto día se debe a problemas en los datos de entrada que se comentan en las conclusiones.

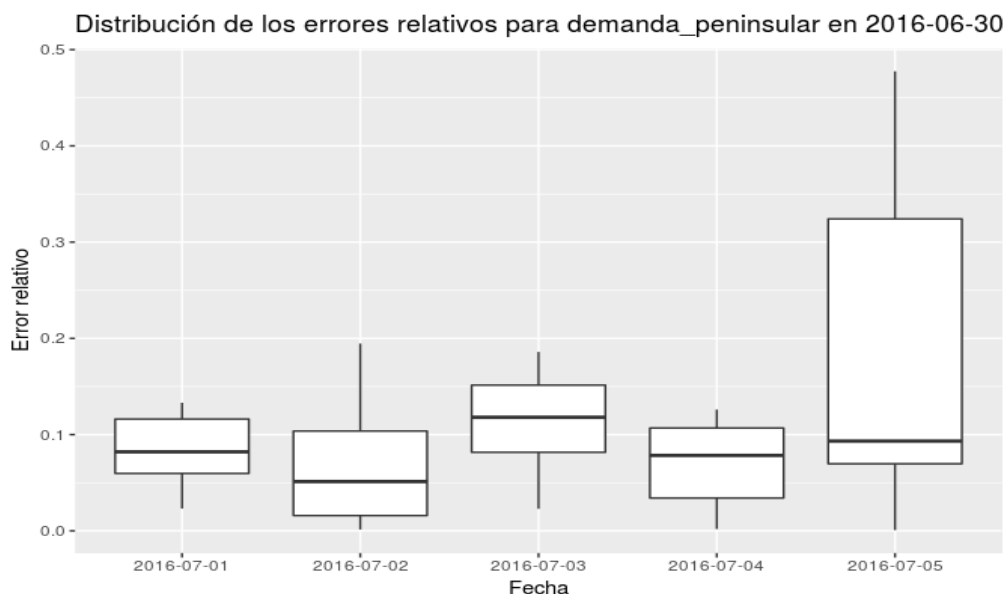


Figura nº 145–Error Relativo Demanda

4.3. Estimación de Hidráulica

La predicción de producción hidráulica (figura nº 147) sigue el modelo de regresión expuesto:

$$\text{hidraulica} \sim \text{hora} + \text{tipo} + \text{estacion} + \text{ultimodia} + \text{hidraulica.d} + \text{lon}_{-3.5_lat_41} + \text{lon}_{-4_lat_41} + \text{lon}_{-2.5_lat_40.5}$$

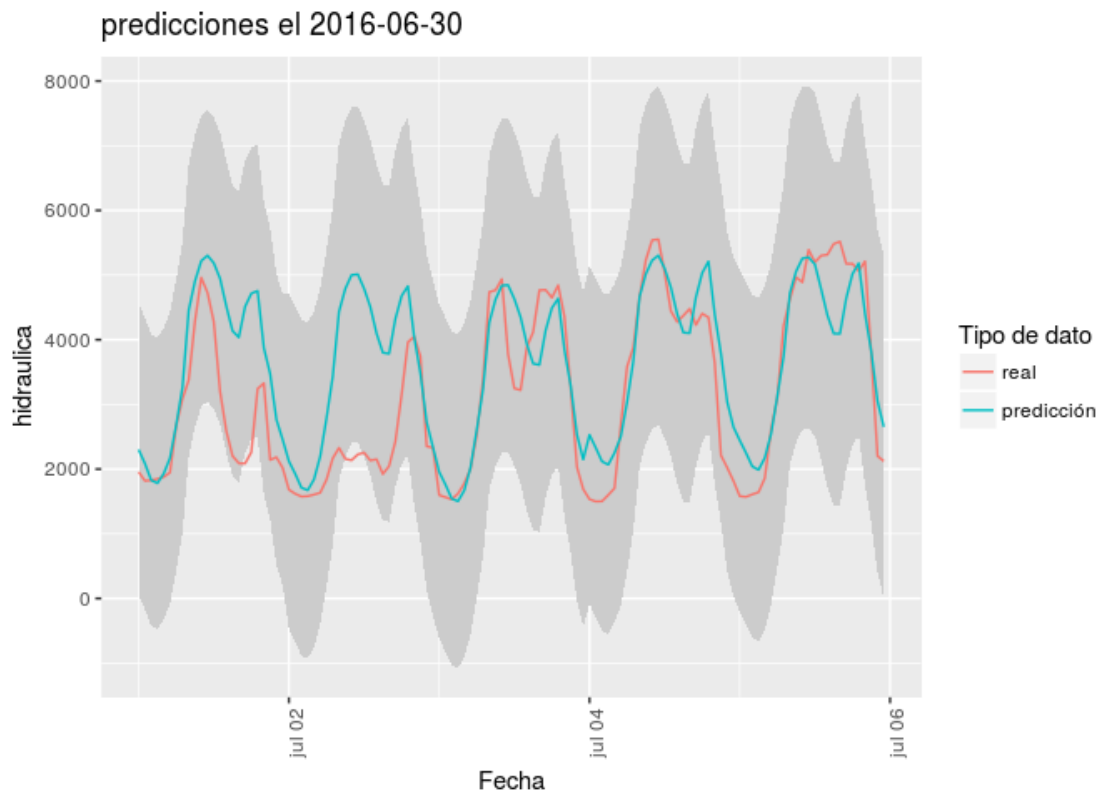


Figura nº 146– Predicción Hidráulica

Los modelos de regresión están ajustados en un 75,1%,66,9%,67,4%,66,5% y 65,6% desde el primer hasta el quinto día de predicción.

Del mismo modo que la producción eólica, la predicción de hidráulica se basa en otras estimaciones, las predicciones de las precipitaciones de las longitudes y latitudes establecidas, estas tienen ya intrínseco su propio margen de error pues lo que se quiere predecir es un sistema (la atmósfera real) caótico en sí mismo: está regido por unas ecuaciones no lineales y muy sensibles a las condiciones iniciales de partida, donde todas las escalas o fenómenos atmosféricos interaccionan entre sí de forma no lineal.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
--	------	---------	---------------



1	11.929,051	2.232,150	0,534
2	15.783,259	2.154,150	0,733
3	5.611,774	3.318,700	0,169
4	6.327,557	4.055,000	0,156
5	6.152,532	4.755,400	0,129

Tabla 17–RMSE Hidráulica

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,001	0,100	0,194	0,354	0,564	1,162
2	0,001	0,156	0,500	0,566	0,923	1,340
3	0,007	0,029	0,086	0,125	0,229	0,426
4	0,001	0,056	0,122	0,218	0,343	0,710
5	0,007	0,023	0,108	0,152	0,251	0,545

Tabla 18–Errores Relativos Hidráulica

En el análisis de los errores calculados, tabla 17 y 18, destaca que la predicción más cercana de realidad se obtiene para el tercer día, con una media del 0,125, y la más alejada para el segundo día de predicción con una media de 0,566 (figura 148).

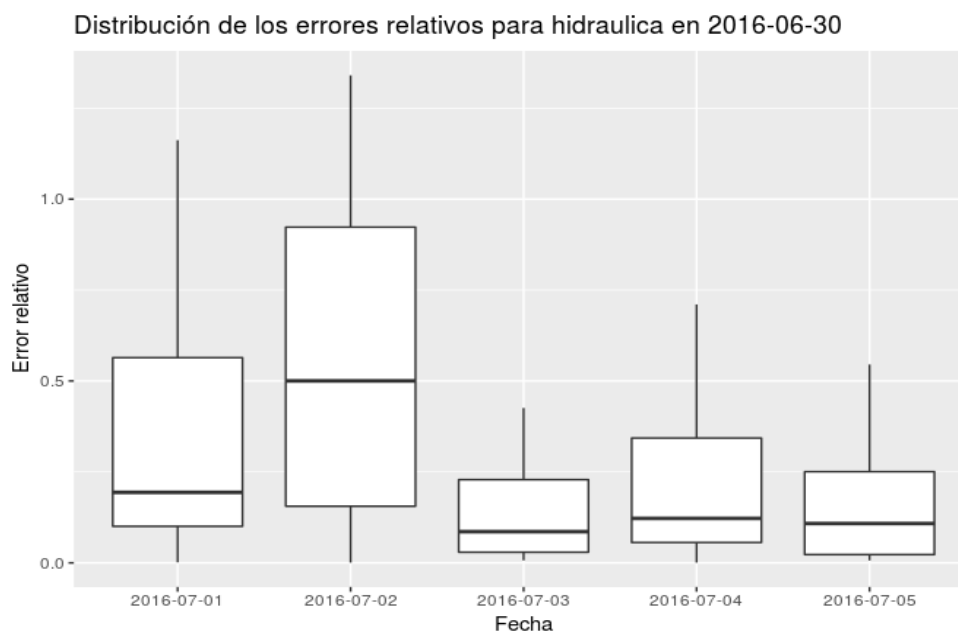


Figura nº 147–Errores Relativos Hidráulica

4.4. Estimación de Solar Fotovoltaico

El modelo obtenido para la estimación de la producción solar fotovoltaico (figura nº 149) es el siguiente:

$$\text{solar_fotovoltaico} \sim \text{hora} + \text{tipo} + \text{estación} + \text{ultimodia} + \text{lon_} -7.5_ \text{lat_} 37 + \text{lon_} -8.5_ \text{lat_} 37 + \text{lon_} -8.5_ \text{lat_} 36 + \text{lon_} -8.5_ \text{lat_} 36.5$$

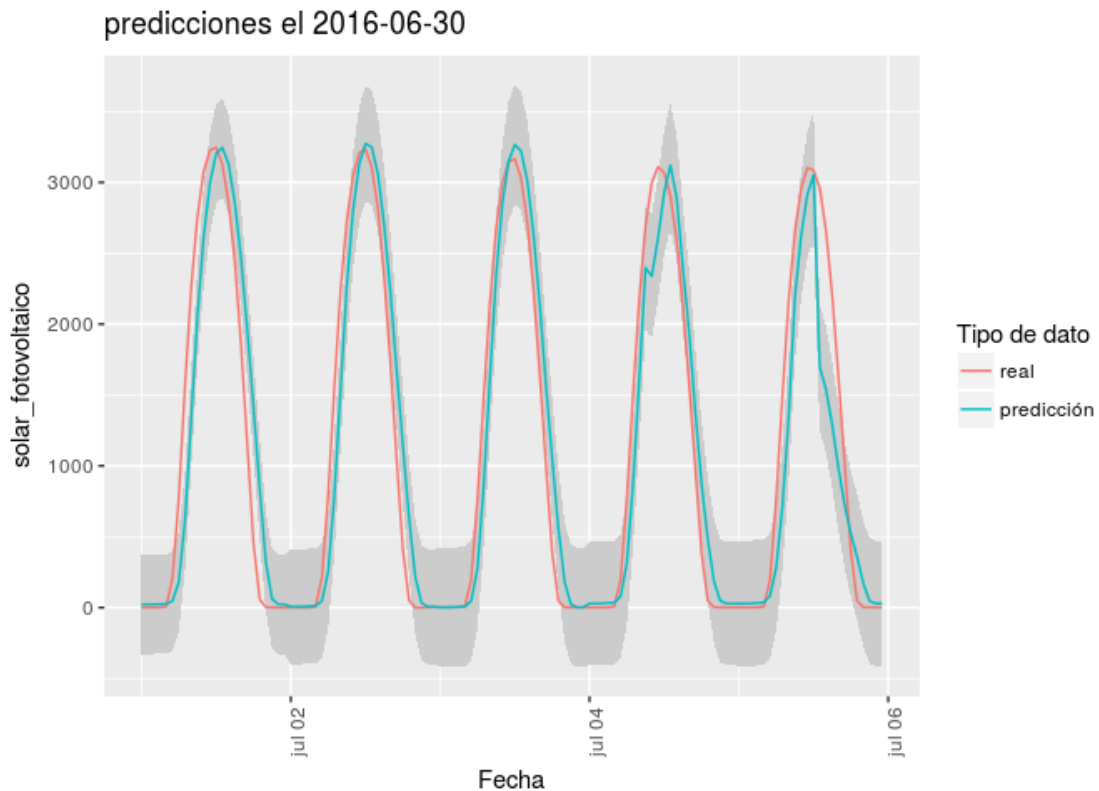


Figura nº 148– Predicción Solar Fotovoltaico

La incertidumbre (varianza) de los modelos de regresión de la producción solar fotovoltaica está disminuida en un 97,6%, 96,8%, 96,5%, 96,3% y 96,2% para los cinco días de predicción consecutivos.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	4.930,484	617,600	0,798
2	3.803,173	604,050	0,630
3	3.316,083	580,200	0,572
4	3.367,342	579,450	0,581
5	5.094,354	581,950	0,875



Tabla 19–RMSE Solar Fotovoltaica

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,014	0,234	0,772	19,394	10,136	151,660
2	0,012	0,168	0,648	Inf	5,615	Inf
3	0,001	0,120	0,285	4,451	0,642	77,921
4	0,046	0,205	0,594	8,400	13,508	79,652
5	0,011	0,363	0,546	7,877	13,389	73,029

Tabla 20–Errores Relativos Solar Fotovoltaica

Como podemos observar en la figura 150 los valores más cercanos a , respecto a la mediana de 0,630, 0,572 y 0,581 respectivamente.



Figura nº 149–Errores Relativos Solar Fotovoltaica

Como se puede ver en la figura 150, se ha usado el RMSE, porque como en este caso cuando el error relativo es enorme porque el valor real es muy próximo a cero, al dividir se hace grande.

4.5. Estimación de Solar Térmico

La predicción de producción solar térmica (figura nº 151) sigue el modelo de regresión expuesto:

$$\text{solar_termico} \sim \text{hora} + \text{tipo} + \text{estacion} + \text{ultimodia} + \text{lon}_{-7_lat_38} + \text{lon}_{-7.5_lat_37.5} + \text{lon}_{-8.5_lat_37.5}$$

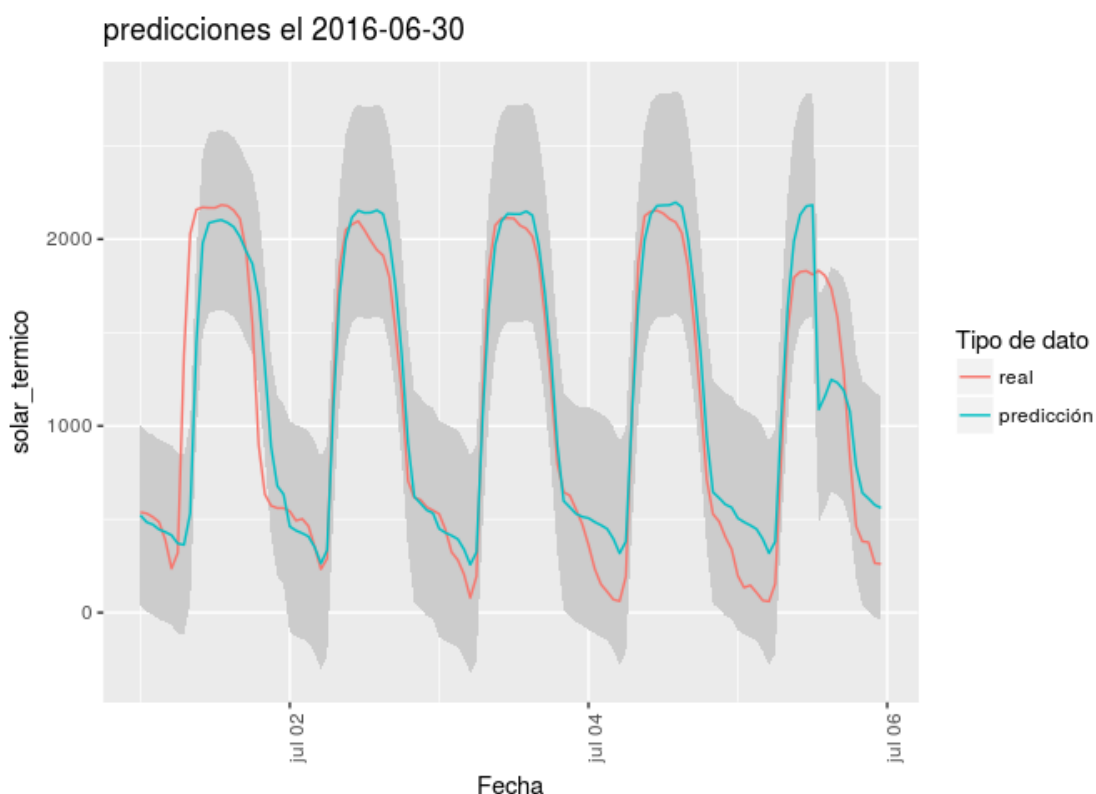


Figura nº 150–Predicción Solar Térmica

Los modelos de regresión ajustan los valores de estimación prácticamente a su valor real, obteniendo un valor de R^2 para los cinco días de predicción de: 88,6%, 84,2%, 83,4%, 82,5% y 82,3%.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	4.666,538	1.140,600	0,409
2	1.229,223	946,200	0,130
3	1.004,432	977,650	0,103
4	1.932,978	900,800	0,215
5	3.489,528	648,800	0,538

Tabla 21–RMSE Solar Térmica

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,001	0,041	0,098	0,270	0,385	1,081
2	0,004	0,028	0,104	0,093	0,135	0,287
3	0,007	0,044	0,081	0,228	0,131	2,224
4	0,007	0,058	0,224	0,792	0,737	4,643
5	0,077	0,217	0,513	1,137	1,488	5,057

Tabla 22–Errores Relativos Solar Térmica

De la misma forma que ocurría en la predicción de la solar fotovoltaica los valores más cercanos a la realidad se estiman en el segundo, tercer y cuarto día con un porcentaje de error con respecto a la mediana de 0,130, 0,103 y 0,215 respectivamente (tabla 21 y 22). Sin embargo, como se puede ver en la gráfica 152, el error máximo alcanzado se produce en los dos días más lejanos de predicción.

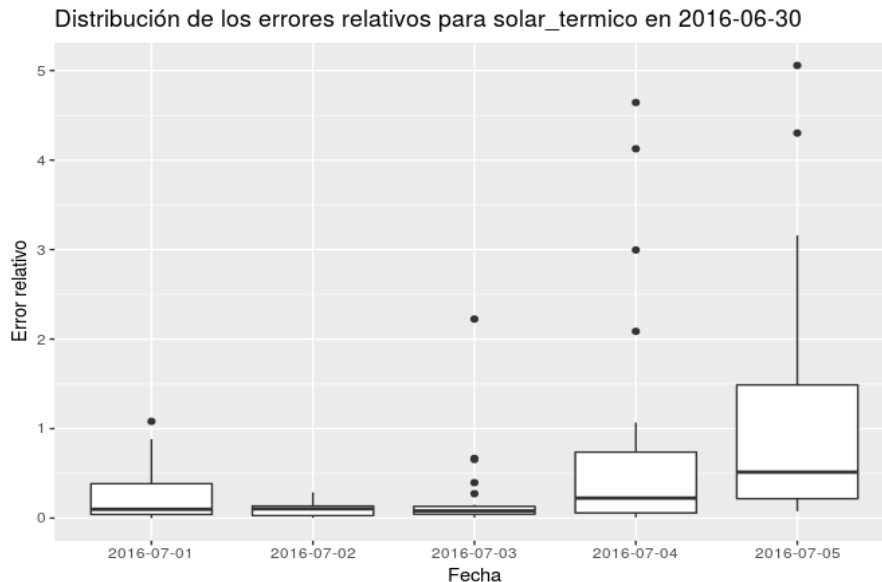


Figura nº 151–Errores Relativos Solar Fotovoltaica

4.6. Estimación de Cogeneración y resto

El modelo obtenido para la predicción de producción de cogeneración y resto (figura nº 153) es el siguiente:

cogeneracion_y_resto ~ hora + tipo + estacion + ultimodia + demanda_peninsular

predicciones el 2016-06-30

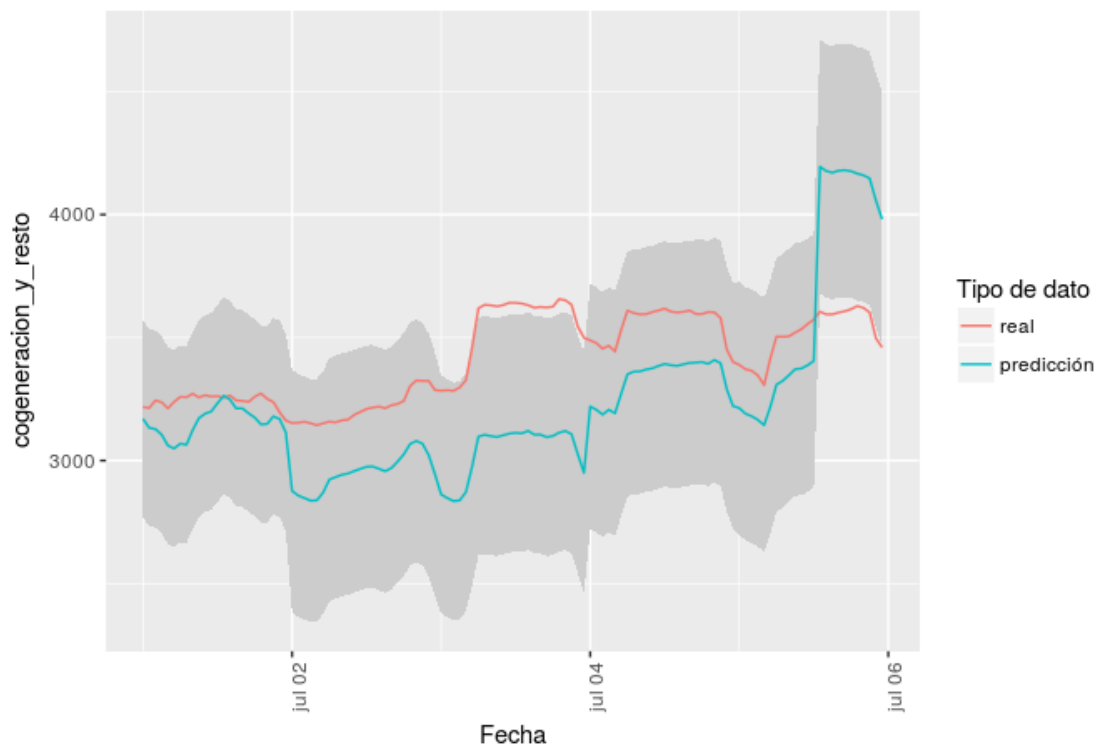


Figura nº 152–Predicción Cogeneración y Resto

El desarrollo del modelo no dispone de ninguna variable propia de la tecnología, esto genera que la incertidumbre de los modelos obtenidos crezca según aumenta el periodo temporal de predicción (valores de $R^2 = 73,3\%, 59,3\%, 61,1\%, 59,8\%$ y $56,1\%$).

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	1.031,553	3.247,800	0,032
2	2.611,906	3.203,950	0,082
3	5.097,707	3.625,000	0,141
4	2.266,845	3.595,750	0,063
5	4.006,578	3.527,150	0,114

Tabla 23–RMSE Cogeneración y Resto

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,002	0,013	0,024	0,027	0,039	0,059
2	0,067	0,072	0,076	0,081	0,090	0,104



3	0,128	0,141	0,145	0,143	0,146	0,157
4	0,047	0,058	0,062	0,063	0,072	0,078
5	0,042	0,051	0,057	0,099	0,156	0,163

Tabla 24–Errores Relativos Cogeneración y Resto

Analizando los errores obtenidos, tabla 23 y 24, destaca que la predicción más alejada de realidad se obtiene para el tercer y quinto día, con una media del 0,12 (figura 154).

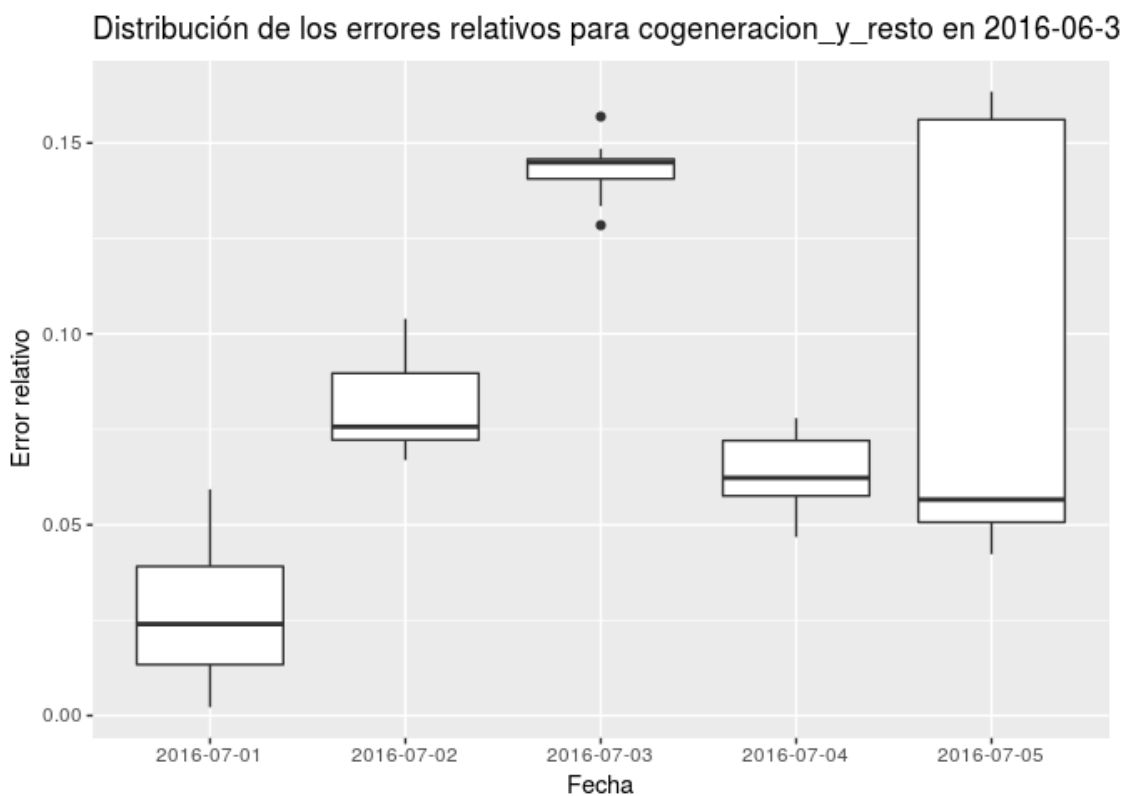


Figura nº 153–Errores Relativos Cogeneración y Resto

4.7. Estimación de Térmica Renovable

La predicción de producción térmica renovable (figura nº 155) sigue el modelo de regresión expuesto:

termica_renovable ~ hora + tipo + estacion + ultimodia + demanda_peninsular

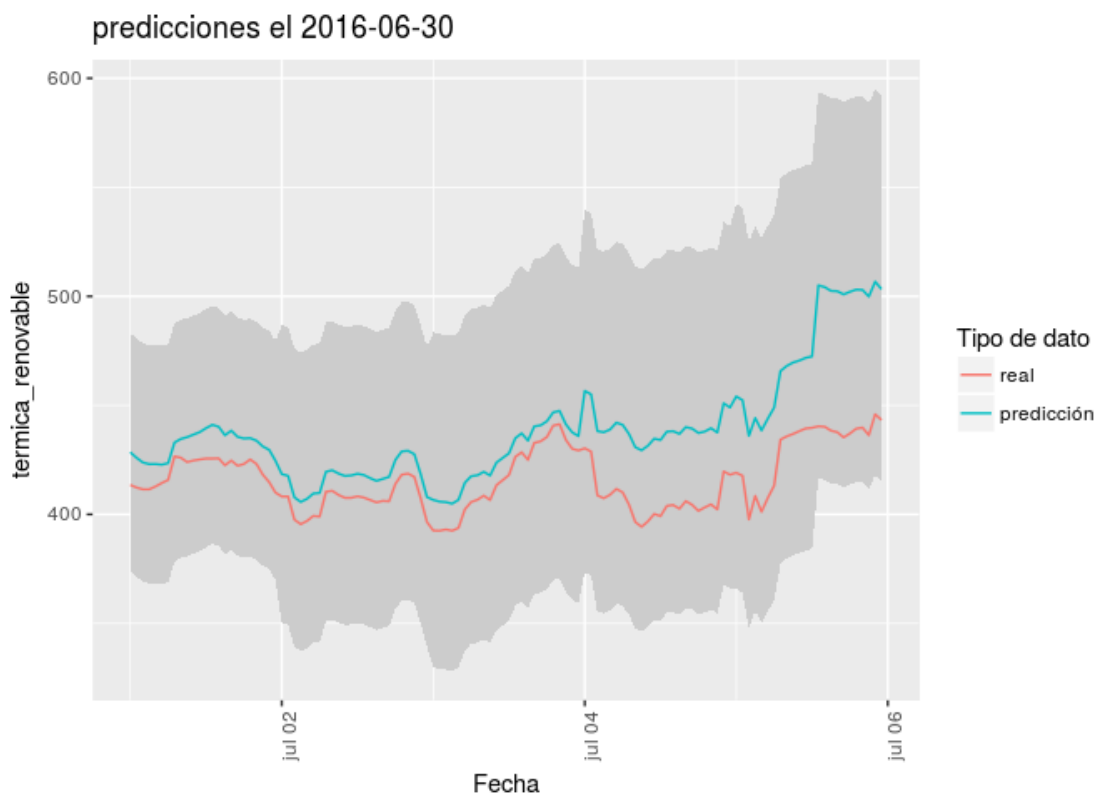


Figura nº 154–Predicción Térmica Renovable

Como sucede con la generación de cogeneración y resto, el modelo no dispone de ninguna variable predictiva que dependa de la propia tecnología que la desarrolla y que se reduzca el ajuste a los valores reales de los modelos de predicción al incrementar el periodo de tiempo. De forma consecutiva los modelos presentan un coeficiente de determinación de 0,905, 0,851, 0,812, 0,78 y 0,751.

Los errores relativos (figura 156) y los errores relativos obtenidos se encuentran en las tablas 25 y 26.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	1.227,896	422,800	0,029
2	1.030,834	407,600	0,025
3	1.007,727	416,900	0,024
4	3.275,257	404,450	0,081
5	4.996,260	437,000	0,114



Tabla 25–RMSE Térmica Renovable

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,015	0,025	0,030	0,029	0,033	0,036
2	0,022	0,025	0,025	0,025	0,026	0,029
3	0,014	0,017	0,024	0,024	0,029	0,036
4	0,061	0,074	0,084	0,080	0,086	0,089
5	0,072	0,081	0,095	0,111	0,146	0,151

Tabla 26–Errores Relativos Térmica Renovable

Los errores relativos demuestran como los valores obtenidos se encuentran prácticamente sobre la línea de regresión. Los errores máximos y mínimos no se distancian en gran medida, salvo en para el día 5 que se alcanza 0,151.

Distribución de los errores relativos para termica_renovable en 2016-06-30

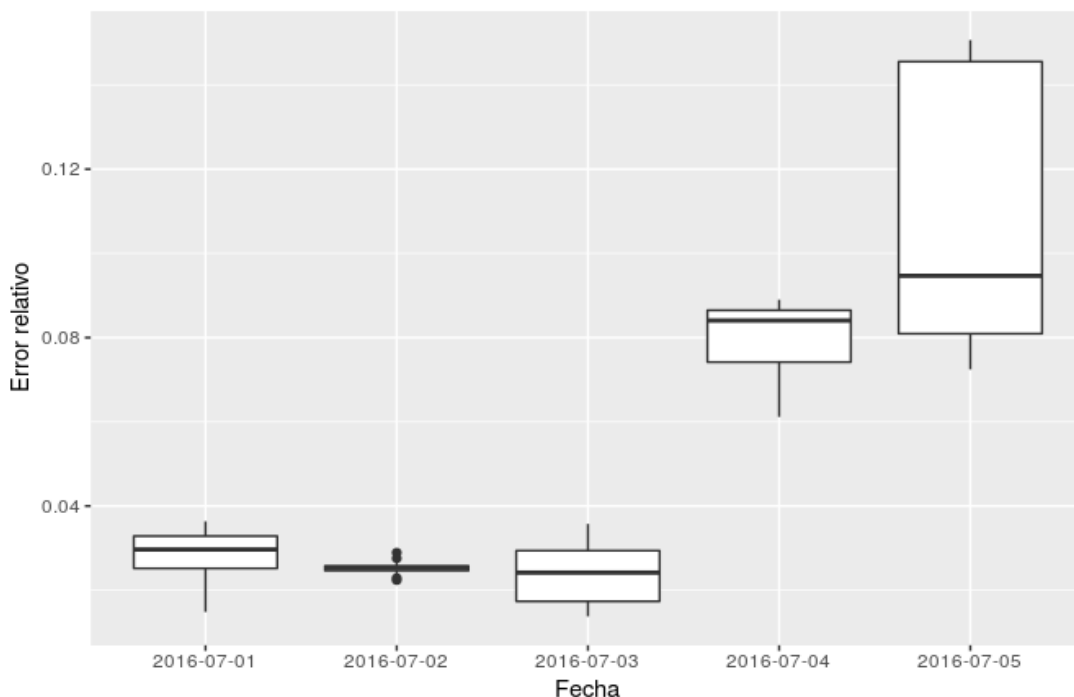


Figura nº 155–Errores Relativos Térmica Renovable

4.8. Estimación de Ciclo Combinado

El modelo obtenido para la predicción de ciclo combinado (figura nº 157) es el siguiente:

ciclo_combinado ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ultimodia + NG_HENRY_HUB5 + DERECHOS_EMISIONES_CO25

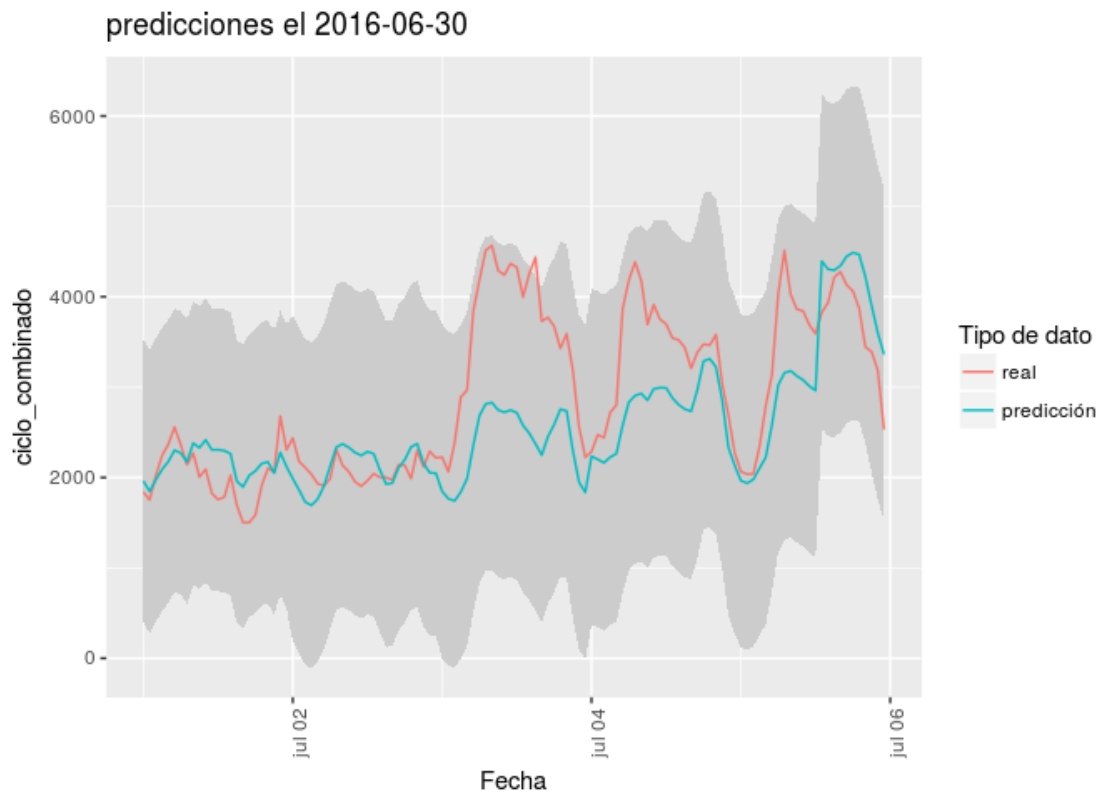


Figura nº 156–Predicción Ciclo Combinado

Los coeficientes que determinan cada modelo de regresión para los 5 días posteriores de predicción nos permiten hacer una estimación donde la varianza está reducida en un 66,5%, 55,7%, 53,3%, 52,7% y 53,4% respectivamente, con respecto a los valores reales.

Después de la producción eólica, los valores ajustados con el modelo son los valores obtenidos para la predicción de las variables independientes con mayor varianza. Además, es la variable con más variables predictivas, entre las cuales se encuentra la predicción del resto de producciones, con su error correspondiente.



Los errores relativos (figura 158) y los errores cuadráticos obtenidos se encuentran en las tablas 27 y 28.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	3.049,812	2.023,350	0,151
2	2.368,317	2.053,500	0,115
3	12.905,168	3.749,800	0,344
4	7.284,935	3.469,750	0,210
5	6.153,347	3.757,750	0,164

Tabla 27–RMSE Térmica Renovable

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,005	0,053	0,109	0,136	0,186	0,347
2	0,003	0,031	0,096	0,094	0,164	0,185
3	0,145	0,261	0,357	0,318	0,373	0,465
4	0,023	0,107	0,184	0,170	0,209	0,337
5	0,016	0,090	0,152	0,149	0,200	0,328

Tabla 28–Errores Relativos Térmica Renovable

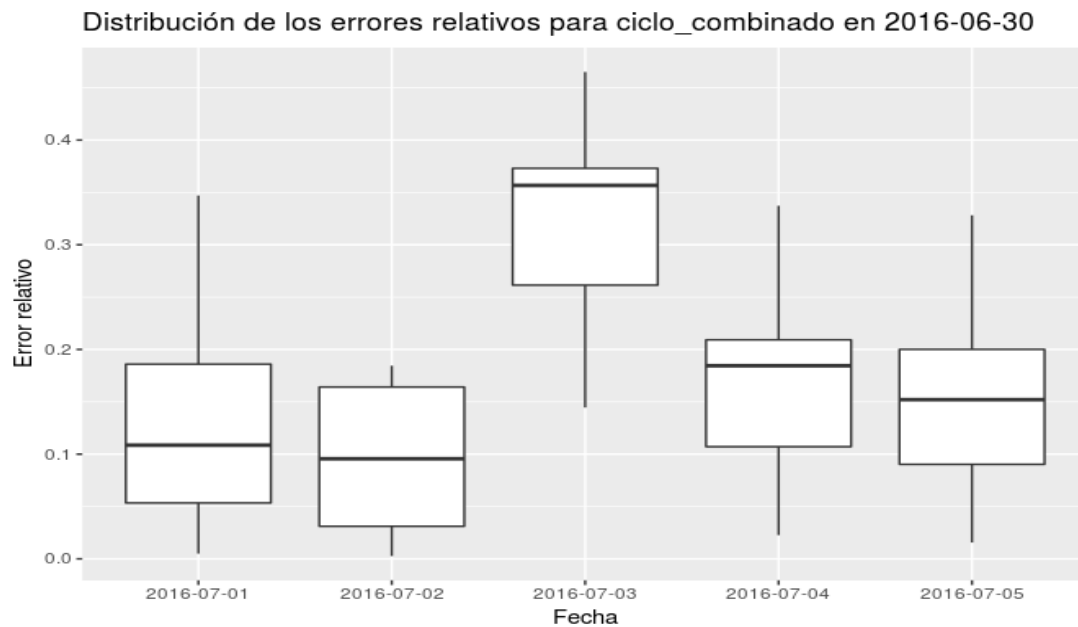


Figura nº 157 –Errores Relativos Térmica Renovable

4.9. Estimación de Carbón

El modelo obtenido para la predicción de producción de cogeneración y resto (figura nº 159) es el siguiente:

carbon ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ultimodia + CARBON_FUTURO5 + DERECHOS_EMISIONES_CO25

Como sucede con la generación de la anterior tecnología, el modelo dispone de más variables predictivas, entre las cuales se encuentra el resto de estimaciones realizadas con su error intrínseco. De forma consecutiva los modelos presentan un coeficiente de determinación mayores que los de la térmica renovable: 0,82, 0,820, 0,809, 0,805, 0,810.

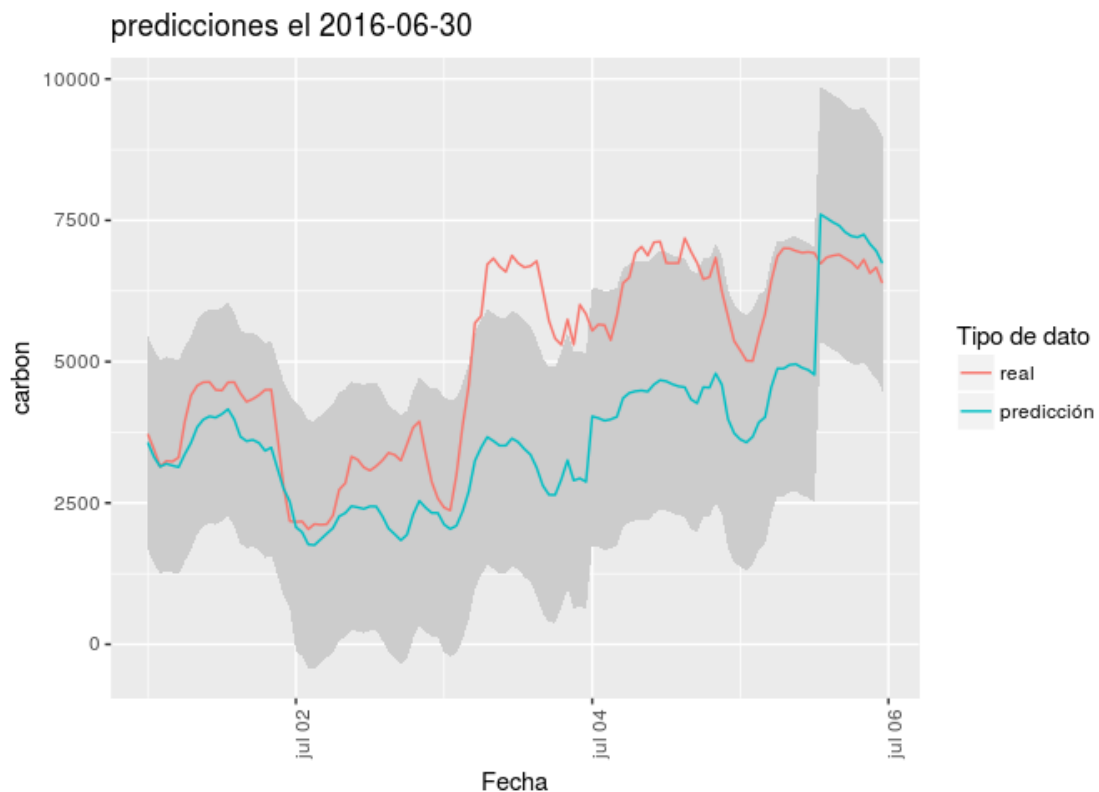


Figura nº 158–Predicción Ciclo Combinado

El RMSE que presenta los modelos están entre 5.947-27.203, mientras que la mediana esta entre 3.100-6.783 y por tanto el RMSE relativo varia de



0,136 a 0,467 este valor absoluto nos da una idea del grado de aproximación de los resultados para las diferentes predicciones. La fig. 160 se muestran gráficamente los valores relativos, donde podemos ver las precisiones de los métodos.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	5.947,860	4.369,900	0,136
2	8.834,759	3.100,850	0,285
3	27.203,306	5.824,450	0,467
4	21.014,145	6.618,550	0,318
5	14.234,097	6.783,950	0,210

Tabla 29–RMSE Carbón

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,000	0,049	0,142	0,120	0,163	0,239
2	0,044	0,130	0,216	0,234	0,316	0,452
3	0,124	0,424	0,468	0,437	0,501	0,552
4	0,261	0,300	0,314	0,320	0,351	0,376
5	0,044	0,077	0,273	0,195	0,294	0,312

Tabla 30–Errores Relativos Carbón

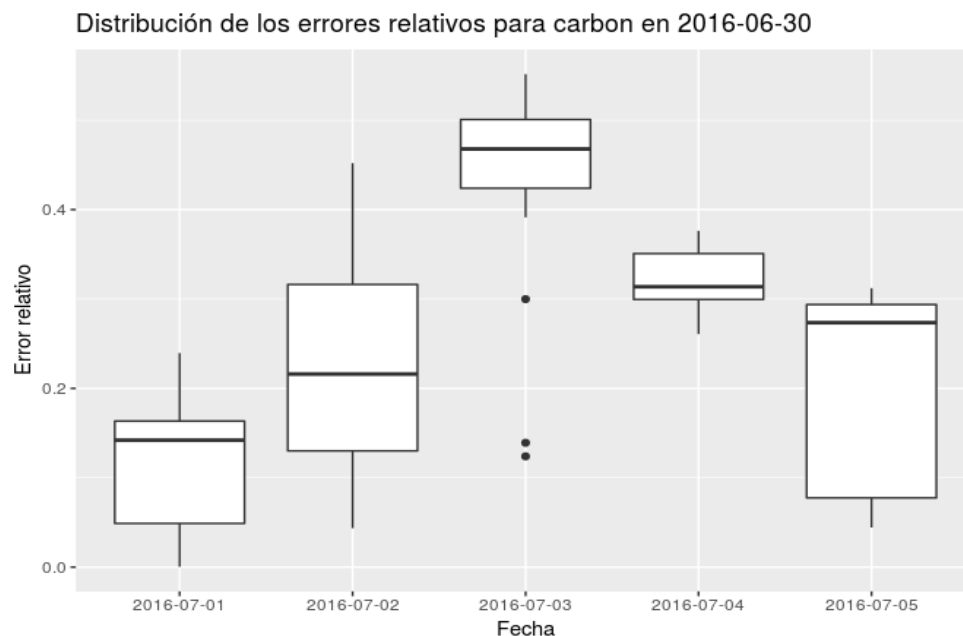


Figura nº 159–Predicción Carbón

4.10. Estimación de Nuclear

Para la predicción de la nuclear (figura nº 160) se obtiene el siguiente modelo de regresión:

nuclear \sim hora + tipo + estación + ultimodía + nucleardisponible

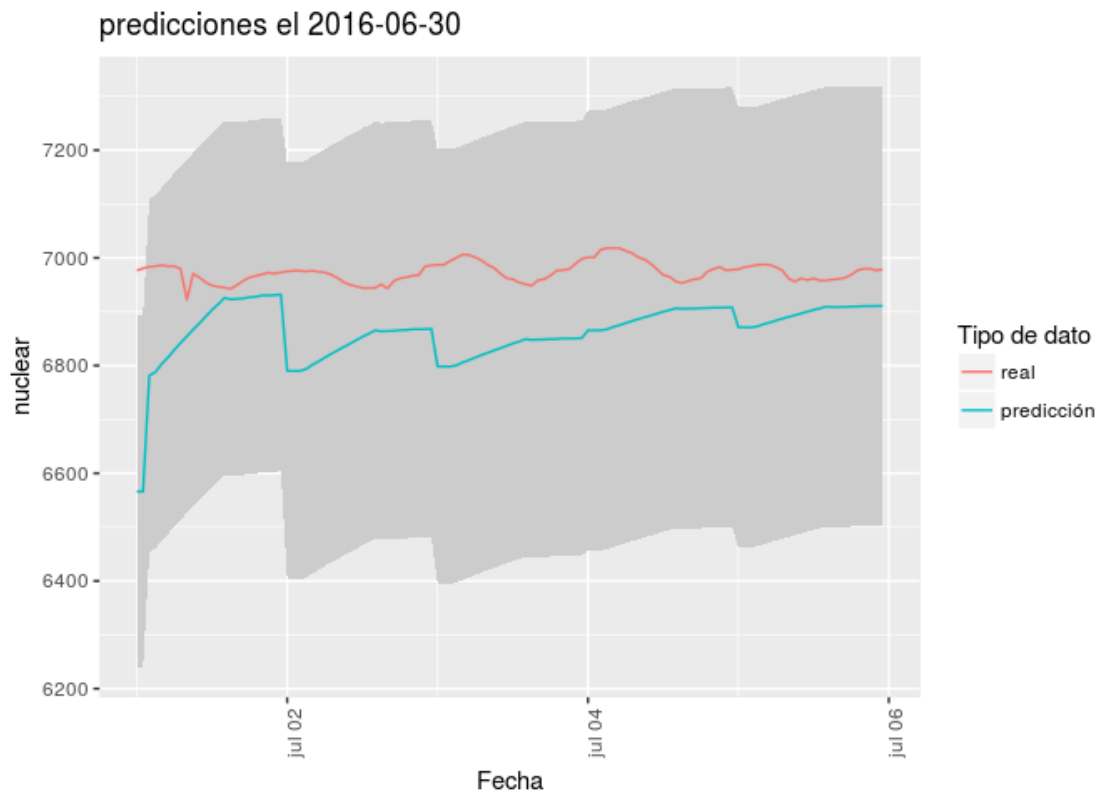


Figura nº 160–Predicción Nuclear

El modelo de regresión para el primer día de predicción explica 95,6% de la varianza, con el modelo obtenido los valores ajustados son prácticamente iguales a los valores reales, encontrándose los puntos sobre la línea de regresión calculada. De forma consecutiva, 93,9%, 93,4%, 93,2% y 93,2% para el resto de días de predicción.

Los errores relativos (figura 161) y los errores cuadráticos obtenidos se encuentran en las tablas 31 y 32.



	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	15.361,689	6.970,000	0,022
2	13.015,662	6.965,500	0,019
3	15.191,090	6.980,200	0,022
4	10.119,759	6.981,100	0,014
5	7.950,697	6.976,700	0,011

Tabla 31–RMSE Demanda

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,003	0,005	0,008	0,016	0,023	0,059
2	0,011	0,014	0,016	0,018	0,023	0,027
3	0,014	0,017	0,020	0,021	0,027	0,029
4	0,007	0,009	0,011	0,013	0,019	0,021
5	0,007	0,008	0,010	0,011	0,014	0,016

Tabla 32–Errores Relativos Demanda

En el análisis de los porcentajes de error con respecto a la mediana, se puede señalar que el dato más cercano a la realidad presenta el mayor porcentaje de error 0,059, y también resaltar que todos los días presentan un porcentaje inferior a 0,1 (figura 162).

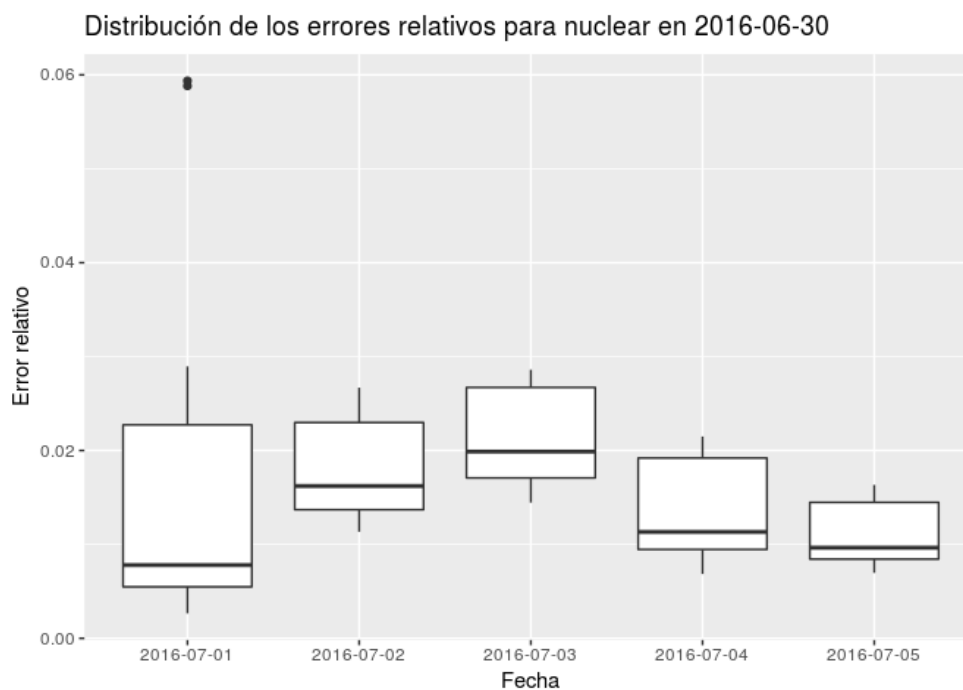


Figura n° 161–Error Relativo Demanda

5. MODELO DE PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DIARIO

De la misma forma, una vez que se han estimado la demanda y todas las variables de generación, se ha procedido con la modelización del precio de mercado incluyendo todas ellas y el mercado de futuro. El método subyacente es el expuesto en la figura 162.

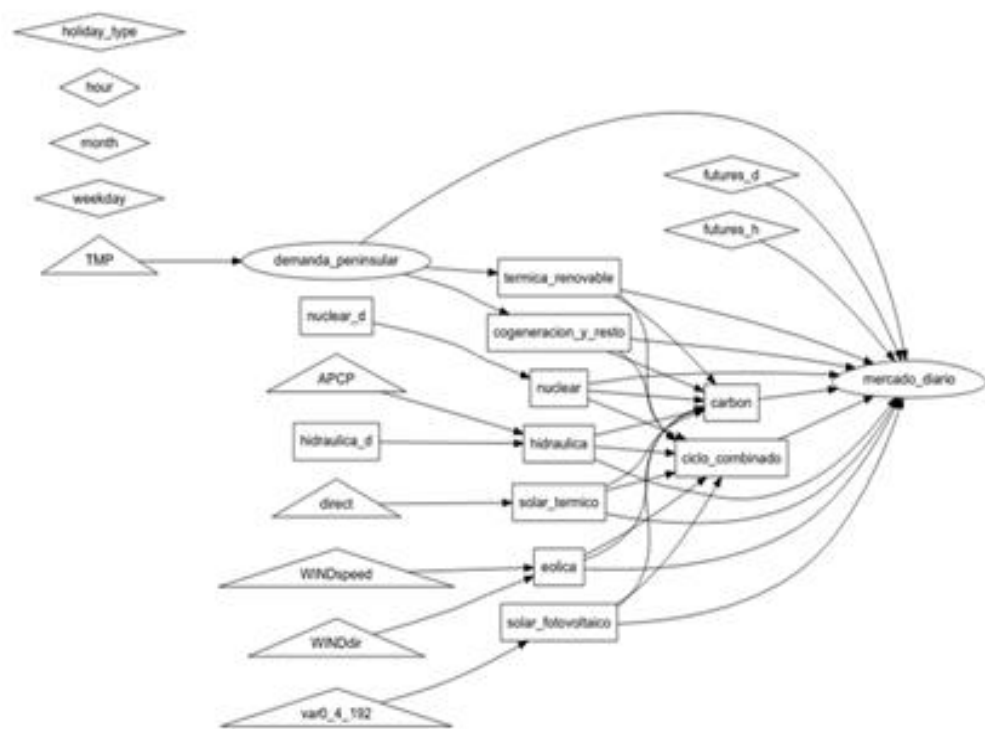


Figura nº 162 –Modelo subyacente del precio del mercado diario

Los modelos de regresión obtenidos y los coeficientes de los mismos para cada día de predicción se exponen a continuación:

1º dia $\text{mercado_diario} \sim \text{hora} + \text{tipo} + \text{estacion} + \text{eolica} + \text{hidraulica} + \text{solar_fotovoltaico} + \text{solar_termico} + \text{nuclear} + \text{cogeneracion_y_resto} +$



termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia +
OMIP_MENSUAL

Independiente	hora01	hora02
-385,598	-0,8683	-15,371
hora03	hora04	hora05
-15,199	-0,0322	15,924
hora06	hora07	hora08
33,98	44,446	61,652
hora09	hora10	hora11
72,713	76,053	75,635
hora12	hora13	hora14
70,011	57,211	49,392
hora15	hora16	hora17
48,741	47,937	48,855
hora18	hora19	hora20
56,931	65,101	53,886
hora21	hora22	hora23
39,842	35,987	18,446
Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-0,5232	0,3952	-18,048
Primavera	Verano	Invierno
20,381	-24,593	-15,171
eolica	hidraulica	solar_fotovoltaico
-0,0006	0,0009	-0,001
solar_termico	nuclear	cogeneracion_y_resto
-0,0009	0,0013	0,0043
termica_renovable	ciclo_combinado	carbon
0,0348	0,0015	0,0019
Ultimo día	OMIPMENSUAL	
0,1508	0,5423	

Tabla 33 –Coeficientes 1º Día Mercado diario



2º día mercado_diario ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia + OMIP_MENSUAL

Independiente	hora01	hora02
-395,663	-0.9655	-17,041
hora03	hora04	hora05
-16,889	-0.0486	17,968
hora06	hora07	hora08
38,805	51,118	69,877
hora09	hora10	hora11
81,529	84,787	83,959
hora12	hora13	hora14
77,233	62,935	54,54
hora15	hora16	hora17
54,355	54,441	56,763
hora18	hora19	hora20
66,697	76,026	63,208
hora21	hora22	hora23
46,503	40,64	20,489
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
10264	-0.3257	-0,2054
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-18,545	22,376	-25,088
Invierno	eolica	hidraulica
-15,489	-0,0006	0,0008
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,0009	-0.0011	0.0013
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ciclo_combinado
0,0043	0,0363	0,0016
carbon	Ultimo día	OMIPMENSUAL
0,0021	0,0836	0,5682

Tabla 34 –Coeficientes 2º Día Mercado diario



3º día mercado_diario ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia + OMIP_MENSUAL

Independiente	hora01	hora02
-391,371	-0,9695	-17,146
hora03	hora04	hora05
-17,068	-0,0677	17,911
hora06	hora07	hora08
38,944	51,509	70,438
hora09	hora10	hora11
82,187	85,489	84,676
hora12	hora13	hora14
77,874	63,522	55,11
hora15	hora16	hora17
54,967	55,081	57,47
hora18	hora19	hora20
67,479	76,832	63,9
hora21	hora22	hora23
47,026	40,952	20,575
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
14,142	-0,6281	-0,0163
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-15,873	23,114	-25,04
Invierno	eolica	hidraulica
-15,3	-0,0006	0,0008
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,0009	-0,0011	0,0013
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ciclo_combinado
0,0042	0,036	0,0016
carbon	Ultimo día	OMIPMENSUAL
0,0021	0,0829	0,5628

Tabla 35 –Coeficientes 3º Día Mercado diario



4º día mercado_diario ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia + OMIP_MENSUAL

Independiente	hora01	hora02
-386,58	-0,9464	-16,754
hora03	hora04	hora05
-16,716	-0,0774	17,175
hora06	hora07	hora08
37,445	49,513	68,092
hora09	hora10	hora11
79,762	83,155	82,529
hora12	hora13	hora14
76,101	62,167	53,885
hora15	hora16	hora17
53,54	53,322	55,243
hora18	hora19	hora20
64,729	73,78	61,272
hora21	hora22	hora23
45,235	39,732	20,03
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
14,532	-0,9824	-0,0714
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-15,947	23,484	-25,406
Invierno	eolica	hidraulica
-14,804	-0,0007	0,0008
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,001	-0,001	0,0013
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ciclo_combinado
0,0042	0,0352	0,0016
carbon	Ultimo día	OMIPMENSUAL
0,0021	0,0969	0,5554

Tabla 36 –Coeficientes 4º Día Mercado diario



5° dia mercado_diario ~ hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia + OMIP_MENSUAL

Independiente	hora01	hora02
-390,101	-0,9676	-17,078
hora03	hora04	hora05
-17,062	-0,0886	17,515
hora06	hora07	hora08
38,335	50,891	69,952
hora09	hora10	hora11
81,943	85,49	84,884
hora12	hora13	hora14
78,338	64,149	55,673
hora15	hora16	hora17
55,224	54,936	56,933
hora18	hora19	hora20
66,585	75,767	62,97
hora21	hora22	hora23
46,401	40,522	20,372
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
13830	-0,7494	0,3174
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-14,532	23,877	-25,47
Invierno	eolica	hidraulica
-14,875	-0,0007	0,0008
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,001	-0,0011	0,0013
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ciclo_combinado
0,0042	0,0359	0,0016
carbon	Ultimo día	OMIPMENSUAL
0,0021	0,0875	0,5616

Tabla 37 –Coeficientes 5° Día Mercado diario

Los coeficientes de las variantes independientes del precio del mercado diario, tablas 31-35, han sido generados por una combinación lineal a partir del histórico de los dos últimos años 2013-2015, pues se determinó en el análisis el cambio que generó en el mercado el Real Decreto 436/2004.

Dichos coeficientes se han obtenido para una estructura temporal, la cual es altamente volátil (figura nº 163). Para afrontar dicho reto, y recoger las casaciones precedentes del mercado, se ha utilizado una estrategia de "rolling horizon" que recoge la evolución de los datos, de forma que puedan entrar o salir algunas variables y/o variar su peso.

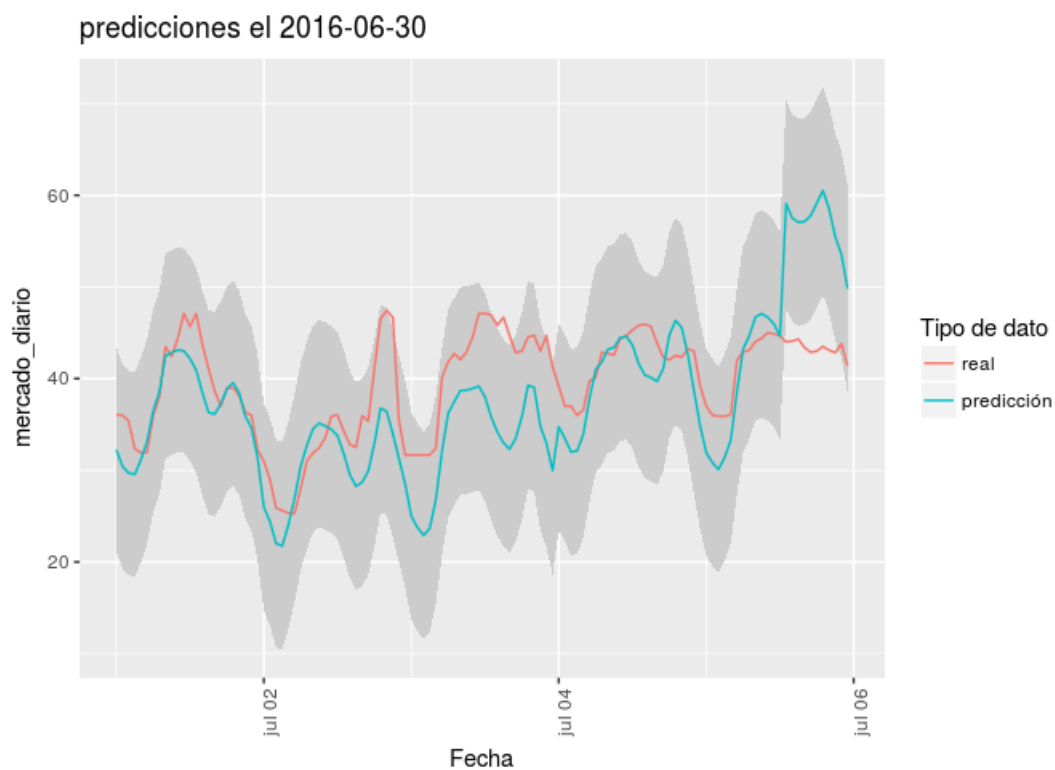


Figura nº 163 –Predicción Mercado diario

Los modelos de regresión obtenidos del precio del mercado diario para los cinco días nos permiten hacer una predicción donde la incertidumbre (varianza) está disminuida en un 86,2%, 85,8%, 85,8%, 85,9% y 85,8% con respecto a la original.



Los resultados, tabla 38 y 39, muestran como las variables independientes establecidas tienen gran influencia en la exactitud del método. Se presenta para la mediana un error relativo de 6,628%, 22,46%, 16,4%, 4,55% y 18,41%, correspondientes de forma consecutiva a los modelos de cinco días posteriores de predicción. En el caso de la mediana, su uso viene justificado por ser una medida menos sensible a estas singularidades que otros parámetros de tendencia central como la media.

	RMSE	Mediana	Relativo RMSE
1	3.018,994	38.055,000	0,079
2	5.405,003	32.665,000	0,165
3	8.513,850	42.955,000	0,198
4	3.271,119	42.545,000	0,077
5	9.664,883	43.100,000	0,224

Tabla 38 –RMSE Precio Mercado Diario

	Min	Q1	Mediana	Media	Q3	Max
1	0,004	0,014	0,033	0,057	0,092	0,160
2	0,039	0,070	0,108	0,124	0,159	0,272
3	0,081	0,133	0,197	0,196	0,253	0,293
4	0,002	0,024	0,075	0,067	0,102	0,135
5	0,001	0,061	0,152	0,183	0,307	0,391

Tabla 39–Errores Relativos Precio Mercado Diario

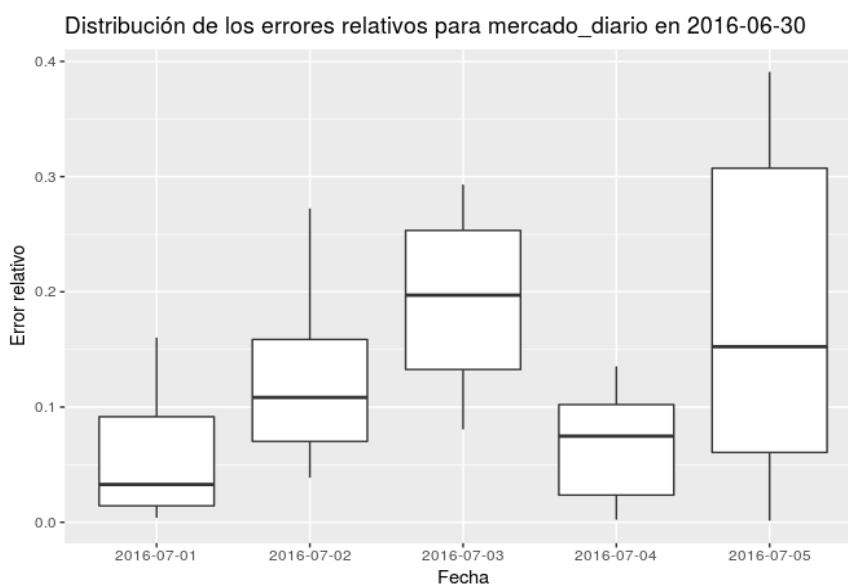


Figura nº 164 –Errores Relativos Mercado diario



**CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y LINEAS DE
INVESTIGACIÓN FUTURAS**



No existe un solo modelo posible, ni tampoco basta un único modelo para explicar cualitativamente y predecir el precio del mercado diario. Tratar de explicar un fenómeno complejo es algo que requiere una profundización que va más allá de aplicar una técnica concreta sobre la información de que se dispone.

Esto es lo que se ha tratado de hacer en este trabajo, realizando el estudio de todas las variables más allá del análisis estadístico, a diferencia de otras metodologías basadas en modelos econométricos de series temporales adaptados que únicamente tienen en cuenta el histórico del precio y la demanda.

Se puede concluir que la producción de cada tecnología es determinante en el resultado del precio del mercado diario, teniendo cada tecnología una repercusión diferente sobre el mismo. Se ha podido comprobar que las tecnologías como la eólica y la solar contribuyen a reducir el precio en el mercado diario. En cambio, las tecnologías convencionales, principalmente el carbón y el gas lo aumentan.

Detectado que el precio es muy sensible a las variaciones, el trabajo desarrollado marca claras diferencias con los clásicos modelos fijos. Se ha desarrollado una herramienta que permite obtener un nuevo modelo cada vez que se añaden nuevos datos del mercado y de su entorno. El método además facilita la monitorización continua de las predicciones y la evolución de su precisión.

Sin embargo, es necesario tener presente para que los modelos obtenidos estén bien ajustados, siempre depende de la calidad de los datos de entrada. Esto quedo de relieve en la predicción de la demanda realizada el 30/06/2017, a partir de las 13 horas la temperatura trasladada fue cero, lo cual genero un desvío en el modelo obtenido para el quinto día.



A modo de ejemplo, en la tabla 40 se expone los modelos de regresión obtenidos el 30/06/2017 para la estimación de la generación, de la demanda y del precio del mercado diario para el día siguiente.

Variable	Unidades	Procedencia 30/06/2017
Precio del mercado diario	€/MWh	hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ciclo_combinado + carbon + ultimodia + OMIP
Producción Eólica	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + Velocidad del viento (lon_-2.5_lat_42, lon_-3_lat_42, lon_-2_lat_41.5)
Producción Hidráulica	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + hidraulica.d + Precipitaciones (lon_-3.5_lat_41, lon_-4_lat_41, lon_-2.5_lat_40.5)
Producción Solar Fotovoltaica	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + Radiación global plano horizontal (lon_-7.5_lat_37, lon_-8.5_lat_37, lon_-8.5_lat_36, lon_-8.5_lat_36.5)
Producción Solar Térmica	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + Radiación directa (lon_-7_lat_38, lon_-7.5_lat_37.5, lon_-8.5_lat_37.5)
Producción Nuclear	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + Nuclear disponible (REE)
Producción Cogeneración y resto	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + demanda_peninsular
Producción Térmica Renovable	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + demanda_peninsular
Producción Ciclo Combinado	MWh	hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ultimodia + NG_HENRY
Producción Carbón	MWh	hora + tipo + estacion + eolica + hidraulica + solar_fotovoltaico + solar_termico + nuclear + cogeneracion_y_resto + termica_renovable + ultimodia + CARBON_FUTURO5
Ultimo día	€/MWh	Ultimo valor disponible
OMIP	€/MWh	Cotización del precio mensual en OMIP
Demanda	MWh	hora + tipo + estacion + ultimodia + Tempetaruta (lon_-8.5_lat_39, lon_-8.5_lat_38., lon_-8_lat_37.5)
Hora	h	0-23h
Día de la semana	-	lunes, martes, miercoles, jueves, viernes, sabado, domingo
Tipo Festivo	-	festivo en Portugal, Alemania y Portugal, ninguno
Estación	-	primavera, verano, otoño, invierno

Tabla 40–Modelos de Regresión 30/06/2017



En este caso, con la selección automática realizada por la herramienta la variable "diasemana" y la "demanda" han salido del modelo seleccionado, debido a que la variabilidad queda suficientemente explicada por las restantes variables.

El desarrollo de la herramienta del modelo obtenido satisface la necesidad real de predecir con la que se encuentran los mercados relacionados con el sector energético, dando solución al proyecto de marco europeo en el que se ha desarrollado e incluso la de los pequeños consumidores a quienes les permitiría adaptar su consumo a las horas y días de menor precio previsto con el objetivo de reducir su coste energético.

1. RESULTADOS

Esta tesis aborda el desarrollo de una metodología para la predicción de la evolución del precio de la energía eléctrica.

Se expone un resumen de las contribuciones de este trabajo:

- Modelización de la producción de cada tecnología de generación. Los modelos integran diferentes tipos de energía y las tecnologías incluyen características como la estacionalidad, localización, la propia correlación entre las mismas e incluso la cotización de su materia prima. Del mismo modo se realiza la modelización de la demanda del sistema eléctrico.
- Desarrollo de un algoritmo para la resolución del problema de predecir el precio del mercado eléctrico. Este problema es relevante tanto para el operador de un sistema de energía eléctrica como para las compañías de producción, entre otros. Se han obtenido avances significativos en lo que respecta a técnicas de predicción, al obtener



resultados competitivos con las técnicas de predicción que existen en la literatura actual y en algunos casos mejores.

- En lo que respecta a la literatura encontrada sobre técnicas de predicción aplicadas a estas series, ha sido la primera vez que se ha desarrollado la herramienta expuesta.
- El modelo ha sido probado para obtener una predicción real obteniendo resultados coherentes, demostrando así su validez.

2. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

A partir del análisis de los resultados presentados en esta tesis, se pueden sugerir las siguientes líneas futuras de trabajo:

- Inclusión de variables externas, que influyan en el comportamiento de la serie temporal, en el modelo de predicción. Por ejemplo, la variación de población en la península o en los grandes núcleos urbanos, la humedad en las diferentes localizaciones la cual puede tener una repercusión directa sobre la climatización y por tanto sobre la demanda, aspectos sociológicos de la demanda como un evento, etc.
- Seguir validando el método propuesto, pues cualquier nuevo cambio legislativo puede influir de tal forma que requiera un ajuste.
- Extensión de dicho método, a la predicción del precio del mercado eléctrico de otros países europeos ya que como se ha expuesto en la tesis el algoritmo de casación utilizado es el mismo.



- Desarrollo de nuevos métodos de estimación a largo plazo, basado en el estudio previo ya realizado en la tesis y partiendo de las variables predictivas establecidas.
- Experimentar con otro modelo la parametrización de cada variable que participa en el modelo como puede ser los modelos de Support Vector Machine (SVM).



REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA



Adriana P. Agudelo, Jesús M. López-Lezama y Esteban Velilla, 2015. Predicción del Precio de la Electricidad en la Bolsa mediante un Modelo Neuronal No-Lineal Autorregresivo con Entradas Exógenas. *Información Tecnológica*, vol. 26, nº6, 99-108.

Akram, M., Hyndman, R. J., & Ord, J. K., 2009. Exponential smoothing and non-negative data. *Australian and New Zealand Journal of Statistics*, vol. 51, nº 4, 415–432.

Alonso Pérez, Silvia, 2014. Dirección y velocidad del viento con componentes meridional y zonal.

Asociación de Productores de Energías Renovables, Deloitte. 2010. Estudio Macroeconómico del Impacto de las Energías Renovables en la Economía Española en 2010.

URL:

http://www.appa.es/descargas/NP_APPA_%20IMPACTO_MACROECONOMICO_ENERGIAS_RENOVABLES_2010.pdf [acceso 2017-03-14]

Azadeh, A.;GHADERI, S.F. y Sohrabkhani, S.,2007. Forecasting electrical consumption by integration of Neural Network, time series and ANOVA. *Applied Mathematics and Computation*, vol. 186, nº 2, 1753-1761.

Bloomberg. 2012-2016. URL:<http://www.bloomberg.com/energy> [acceso 2016-12-12]

Boogert, A., Dupont, D., 2008. When supply meets demand: the case of hourly spot electricity prices. *IEEE Transactions on power systems*, vol.23, 389–398.

Botero, S. y Cano, J.A., 2007. Estado del arte en la estimación de los precios de la energía en el mercado spot. *Energética*, 23-30.

Bowerman, B. L., Koehler, A. B., & Pack, D. J., 1990. Forecasting time series with increasing seasonal time variation. *Journal of Forecasting*, vol. 9, 419–436.

Box, G. E. P., Jenkins, G. M., & Reinsel, G. C., 2008. *Time series analysis: Forecasting and Control*. WILEY, 4 edition. ISBN: 978-0-470-27284-8.

Carcar, Santiago. 2012. El Gobierno decreta un parón en las renovables para taponar el déficit. *El País*.



CNMC, 2015. Informe de Seguimiento de Mercados a plazo de Energía Eléctrica en España.

Comisión Europea. 2013. El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (ETS). DOI:10.2834/59190

Conejo, A.J., Plazas, M.A., Espinola, R., Molina, A.B., 2005. Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models. IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n^o2, 1035–1042.

Consejo de Reguladores de MIBEL, 2009. Descripción del Funcionamiento del MIBEL. Comisión Nacional de Energía.
URL:www.mibel.com/index.php?mod=documentos...funcionamiento_MIBEL... [acceso 2016-04-24]

Contreras, Javier, Espinola, Rosario, Nogales, Francisco J., Conejo, Antonio J., 2003. ARIMA models to predict next-day electricity prices. IEEE Transactions on power systems, vol. 18, n^o 3, 1014–1020.

Costa Campi, Maria Teresa, s.f. Reforma eléctrica en Europa.
URL:<http://www.energiaadebate.com/reforma-electrica-en-europa/> [acceso 2017-01-14]

Cots de la Natividad, Carlos. s.f. El Mercado del Gas Natural. Instituto Español de Analistas Financieros.
URL:www.fef.es/new/publicaciones/.../243_a6540d7e12ea947c77da9b4d5cdda544.html [acceso 2017-02-24]

Cuaresma, Jesús Crespo, Hlouskova, Jaroslava, Kossmeier, Stephan, Obersteiner, Michael, 2004. Forecasting electricity spot-prices using linear univariate time-series models. Appl. Energy, vol. 77, n^o 1, 87–106.

Dávila, P. 2015. El Gobierno aprueba la normativa de autoconsumo para impulsar las renovables. Expansión.

Dolado, J. 1999. Validez de las Predicciones en la Estimación de Costes.
URL:<http://www.sc.ehu.es/jiwdocoj/remis/docs/validez/validez.htm> [acceso 2017-02-16]

E. Weiss, 2000. Forecasting commodity prices using ARIMA. Technical Analysis of Stocks & Commodities, vol. 18, n^o 1, 18–19.



Emmanuel Paradis, 2002, R para principiantes. URL: https://cran.r-project.org/doc/contrib/rdebuts_es.pdf [acceso 2017-01-22]

Energía y Sociedad,2012.El déficit Tarifario: qué es, consecuencias y solución.

European Comission.2015.Commission proposes ‘new deal’ for energy consumers, redesign of electricity market and revision of energy label for more clarity.

F. Martínez-Alvarez, A. Troncoso, J. C. Riquelme, and J. M. Riquelme, 2007. Discovering patterns in electricity prices using clustering techniques. International Conference on Renewable Energies and Power Quality.

Ferrer, Juan de la Cruz, 2008. El Mercado Interior Europeo de la Electricidad. Noticias de la Unión Europea, nº 284, 25-34. ISSN 1133-8660.

Francisco Martínez Álvarez,2015. Analisis de las series temporales de los precios del mercado eléctrico mediante técnicas de clustering.Universidad de Sevilla, Sevilla

Giulio Federizo, Xavier Vives, 2008. Competencia y Regulación de los Mercado Españoles del Gas y la Electricidad. ISBN 84-86851-73-4.

Glachant, J. M., &Ruester, S.,2014. The EU internal electricity market: Done forever?. Utilities Policy.

Gowe, J.C.,1971a. A general coefficient of similarity and some of its properties. Biometrics 27, 857-871.

Hastie T, Tibshirani R, Friedman J.2009. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction. URL: http://statweb.stanford.edu/~tibs/ElemStatLearn/printings/ESLII_print10.pdf [acceso 2017-02-16]

Hernandez, Juan Carlos, Morenos, Iván Luis.2015. ¿Cómo se regulará finalmente el autoconsumo eléctrico en España? El Economista.

Ihaka R. & Gentleman R. 1996. R: a language for data analysis and graphics. Journal of Computational and Graphical Statistics 5, 299–314.



Ihaka, Ross, Gentleman, Robert. 1996. R: A language for data analysis and graphics. *Journal of Computational and Graphical Statistics*, vol.5(3), 299-314, Infomercados.2012-2016. URL:

<http://www.infomercados.com/cotizaciones/historico/gas-natural-gas/>
[acceso 2016-12-12]

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.2011. Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020

Joskow, P.,2008,. Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, vol. 29, n°2, 9-38.

Kristiansen, T., 2012. Forecasting Nord Pool day-ahead prices with an autoregressive model. *Energy Policy*, vol. 49, 328–332.

Mejía Gómez, Pedro J, 2016. Hacia un nuevo diseño del mercado eléctrico en Europa. *Cuadernos de energía*, n°47,91-97.

Merino, Antonio. s.f. Una Descripción del Mercado de Futuros del Petróleo: Actividad, Agentes y Regulación. Instituto Español de Analistas Financieros. URL:www.fef.es/new/component/k2/.../241_d06cb3ed55135c65b4fbc6d65ac38740.html [acceso 2017-02-24]

MIBEL,2012. Boletín Mensual Mibel.

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente, s.f. Generación de Energía a partir del Agua. Tipos de Centrales Hidráulicas y Elementos que las conforman y Minicentrales Hidroeléctricas.

URL:http://www.mapama.gob.es/es/agua/temas/sistema-espaniol-gestion-agua/310generaciondeenergiaapartirdelaguatiposdecentraleshidraulicasyelementosquelasconformanyminicentraleshidroelectricas_tcm7-379858.pdf [acceso 2016-05-24]

Mugele, C., S.T. Rachev, and S. Trück.2005). Stable modeling of different European power markets. *Investment Management and Financial Innovations*, vol.3.

Noceda, Miguel Ángel.2015. Pros y contras del autoconsumo eléctrico. *El País*.,

Nogales, Francisco Javier, Contreras, Javier, Conejo, Antonio J., Espínola, Rosario, 2002. Forecasting next-day electricity prices by time series models. *IEEE Transactions on power systems*, vol. 17, n° 2, 342–348.



OMIE, 2014-2015. Informe Corporativo.

OMIP, 2016. Boletín de Mercado.

Parlamento Europeo. 2015. "Un nuevo acuerdo para los consumidores de energía" Comisión de Industria, Investigación y Energía, COM/2015/0339
URL:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52015DC0339>

Pérez Arriaga, José Ignacio, Batle, Carlos, Vázquez, Carlos. 2006. Los Mercados Eléctricos en Europa. La Comisión Nacional de la Energía.

Perpiñán Lamigueiro, Oscar, 2012. solarR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R, Journal of Statistical Software, vol. 50(9), nº 1-32.

Poler, Raul, Mula, Josefa, Peidro, David, 2009. Determinación de parámetros de modelos de Previsión de Demanda a través de los errores de acierto en horizonte rodante. XII Congreso de Ingeniería de Organización, nº 37. ISSN: 1132-175X.

Quinto, Javier de, Villafruela, Luis, 2007. El Mercado Ibérico de Electricidad en el contexto de los intercambios regionales en el UE. Economía Industrial, nº 364, 139-152. ISSN 0422-2784.

Ramón Mahía, s.f. Modelos Arima. URL:
<https://www.uam.es/ana.delsur/pdf/Box-Jenkins.PDF> [acceso 2016-12-01]

REE. 2012. Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa.

Ríos, Juan Luis, José Luis, Rapún, Relaño, Gregorio, Chiarri, Ángel, 2011. Mercado de Electricidad en Europa. Los nuevos mercados energéticos, 97-144. ISBN 978-84-615-4114-0.

Ríos, Juan Luis, Rapún, José Luis, Relaño, Gregorio, Chiarri. s.f. Mercados de Electricidad en Europa. Instituto Español de Analistas Financieros. URL: www.fef.es/new/publicaciones/...la.../244_a569befd2370b4c5fdacfdc7fc3ac4f3.html [acceso 2017-01-21]



Ruiz de Elvira, Antonio.2012. El fin de las subvenciones a las renovables. El Mundo.

Souhaib Ben Taieb, Rob J Hyndman, George Athanasopoulos Gianluca Bontempi. 2017Forecasting: principiantes and practice. Otexts.URL <https://www.otexts.org/fpp/1/1>. [acceso 2017-01-22]

UNEF. 2014. La Energía Fotovoltaica Conquista el Mercado. Informe Anual 2014.

URL:unef.es/2014/11/informe-anual-2014-la-energia-fotovoltaica-conquista-el-mercado/ [acceso 2016-05-24]

Watson, Farley & Williams. 2014. España: Energía.

URL: <http://unef.es/wp-content/uploads/downloads/2014/06/RD413-2014-Principales-aspectos.pdf> [acceso 2017-01-20]



ANEXOS



ANEXO I: GENERACIÓN DE BASE DE DATOS

1. Precio del Mercado Diario y Variables Predictivas

Para elaborar la base de datos a partir de la cual se realizarán los estudios estadísticos, se han descargado los Programas Horarios Operativos P48 de cada día del año, empezando desde enero de 2012 hasta diciembre de 2015.

Programa Horario Operativo (P48)

Es el programa de energía diario que el Operador del Sistema (OS) establece cada hora y hasta el final del horizonte diario. El programa horario operativo incorpora todas las asignaciones y modificaciones de programa aplicados por el OS sobre el Programa Horario Final (PHF)

Programa Horario Final (PHF)

Es el programa de energía diario, con desglose horario, establecido con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, como resultado de la agregación de del Programa Diario Viable (PDVP) y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas en el mercado intradiario y efectuado el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

La información está publicada en la web e-sios:

<http://www.esios.ree.es/web-publica/> (dentro de la pestaña “Programas y Demanda”)



Figura nº 165 – Web e-sios

Una vez dentro de la pestaña “Programas y Demanda” se selecciona Programas -> P48.



Figura nº 166 –Programas y Demanda REE



Dentro del Programa P48 se elige la opción Selección de agregación diaria y se descargan día a día todos los archivos del balance eléctrico diario del P48 desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2015.



Figura nº 167 –Balance eléctrico diario P48

De esta forma, se obtiene un archivo Excel del Balance eléctrico diario del P48 para cada hora de cada día del año, es decir, los MWh que se han demandado y producidos con las diferentes tecnologías, hidráulica, nuclear, etc.

También se han descargado el Precio medio horario de la energía de cada día del año, empezando igualmente desde enero de 2012 hasta llegar a diciembre de 2015. Dicha información es publicada en la página de e-sios anteriormente indicada, dentro de la pestaña “Mercado-MIBEL”.



Figura nº 168 –Web e-sios Mercados

Una vez dentro de la pestaña “Mercado-MIBEL” se selecciona Precio medio horario. En esta opción nos permite elegir el mes que debemos descargarnos, el consumidor que es contratación libre y el componente, precio medio final.

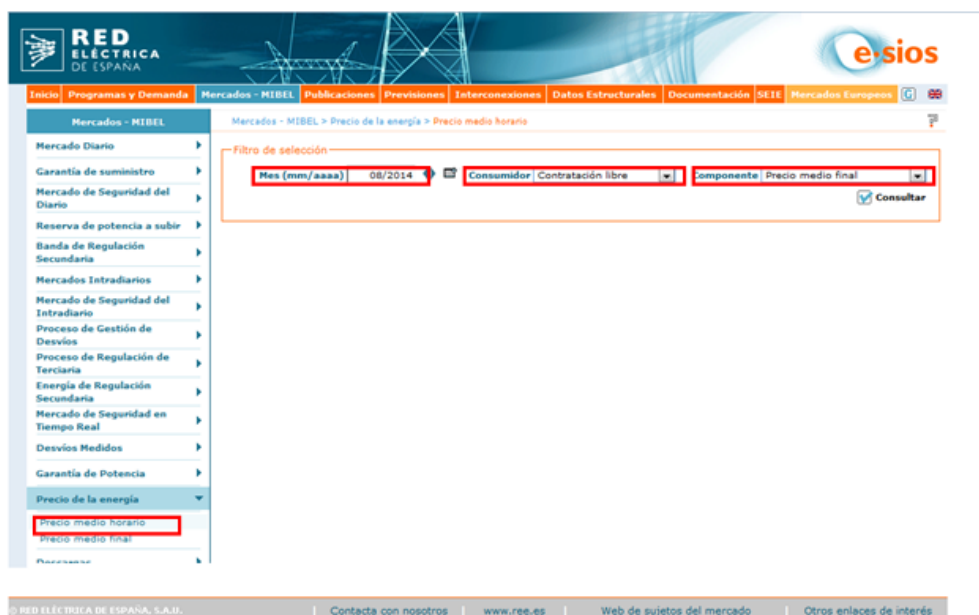


Figura nº 169 –Precio medio de la energía



Del mismo modo, para la descarga de las variables predictivas, dentro de la pestaña “Mercado-MIBEL” se selecciona Mercado Diario, donde nos podemos descargar el Balance eléctrico mensual del P48. Este fichero nos proporciona la generación o consumo de cada variable (hidráulica, nuclear, ciclo combinado, saldo internacional, demanda, etc) para cada hora del día del mes seleccionado.

Table with columns: Balance, 00-01, 01-02, 02-03, 03-04, 04-05, 05-06, 06-07, 07-08, 08-09, 09-10, 10-11, 11-12, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 21-22, 22-23, 23-24, Total. Rows include categories like Hidráulica Convencional, Nuclear, Carbon, Fuel-Gas, Régimen ordinario con prima, Total Térmica, Total Régimen Ordinario, Total Generación, and Demanda.

Figura nº 170 –Balance eléctrico mensual del P48



2. Recursos y Otros

La información de cada una de las variables estudiadas para realizar la estimación de la producción de cada tecnología y la demanda se han obtenido de dos fuentes diferentes:

-Esios

La potencia disponible de hidráulica, nuclear y otras tecnologías han sido obtenidas a través de la nueva página web de Red Eléctrica Española ,<https://www.esios.ree.es/es> (figura nº 172).



Figura nº 171 –Nueva Web Esios



Dentro del apartado de “Generación y consumo”, te permite seleccionar el ámbito (Generación y consumo), la categoría (Disponibilidades) y la acción (Generación), y la web proporciona acceder a las potencias disponibles que requerimos (figura nº 172 y 173).

Está en: INICIO > GENERACIÓN Y CONSUMO 22 / 01 / 2017

GENERACIÓN Y CONSUMO	DISPONIBILIDADES	GENERACIÓN	PROCESO
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Ciclo combinado horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Ciclo combinado horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Fuel horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Fuel horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Gas Natural horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Gas Natural horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hidráulica UGH horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hidráulica UGH horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hulla antracita horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hulla antracita horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hulla sub-bituminosa horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Hulla sub-bituminosa horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Nuclear horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Nuclear horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación total horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación total horizonte horario
<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Turbinación bombeo horizonte año móvil	<input type="radio"/>	Potencia disponible de generación Turbinación bombeo horizonte horario

Figura nº 172 –Seleccionable Web Esios

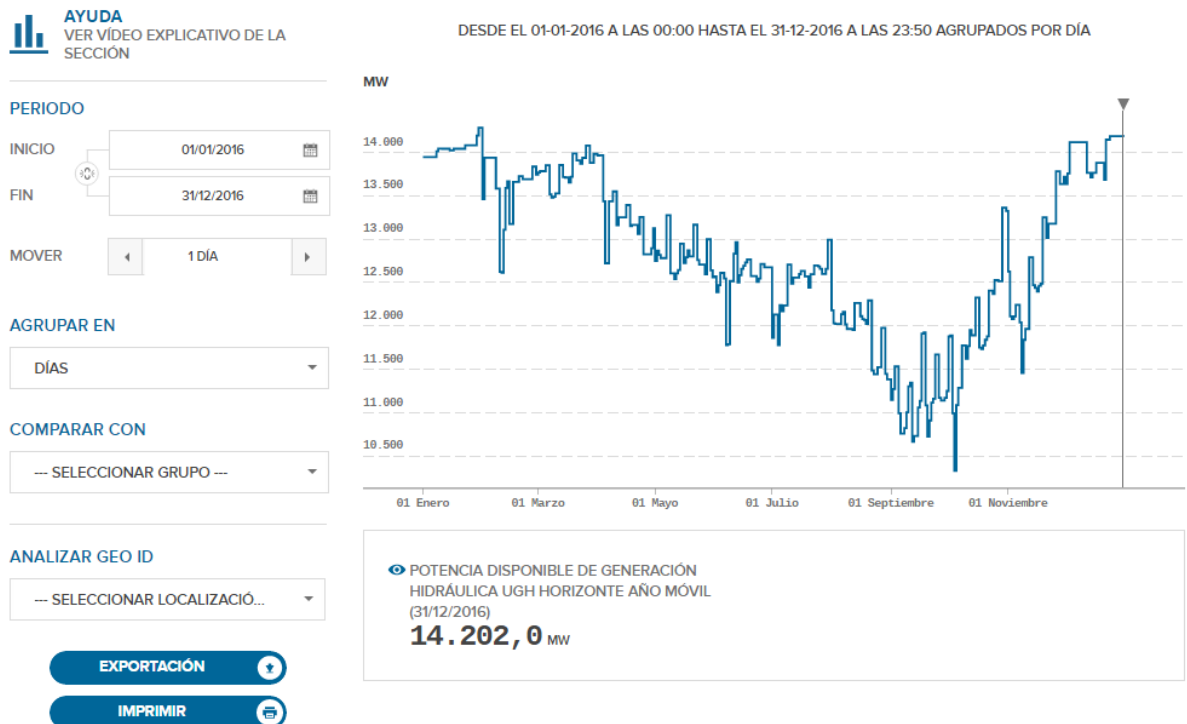


Figura nº 173 –Potencia disponible



-Meteosim

Los datos de precipitación, componentes de la velocidad del viento, radiación global en el plano horizontal y temperatura han sido proporcionados por Meteosim.

En algunos casos la obtención de la variable a estudiar con el recurso requiere de un tratamiento previo:

- Radiación directa

Del total de radiación que procede del Sol una parte se recibe directamente (directa); y otra, proviene de la difusión y de las múltiples reflexiones que sufre la radiación a su paso por la atmósfera (difusa). Se llama radiación global a la suma de estas dos: la radiación directa, Q , y la difusa, q :

Radiación global = $Q + q$

Se ha calculado a partir de los datos de meteosim, la radiación directa, utilizando el paquete solaR.. El funcionamiento de esta función es el siguiente: mediante la latitud, la radiación global y la temperatura, nos devuelve el cálculo de la radiación difusa y la directa (Perpiñán Lamigueiro, Oscar 2016).

- Velocidad y dirección del viento

La velocidad es una magnitud vectorial, es decir, que tiene, dirección y sentido. El vector velocidad horizontal del viento podemos dividirlo en dos componentes, denominadas componente zonal y componente meridional del viento (figura nº 174).

La componente zonal, a la que se denomina u , es la componente de la velocidad horizontal a lo largo de un círculo de latitud, en dirección Oeste a Este. Es decir, u es positiva cuando apunta hacia el Este, que sería el



sentido positivo de nuestro eje x si dibujamos en un sistema de coordenadas cartesianas.

La componente meridional, a la que se denomina v , es la componente de la velocidad horizontal a lo largo de un meridiano, de Sur a Norte. Es decir, que en nuestro sistema de coordenadas cartesianas sería la proyección en el eje y, positivo hacia arriba.

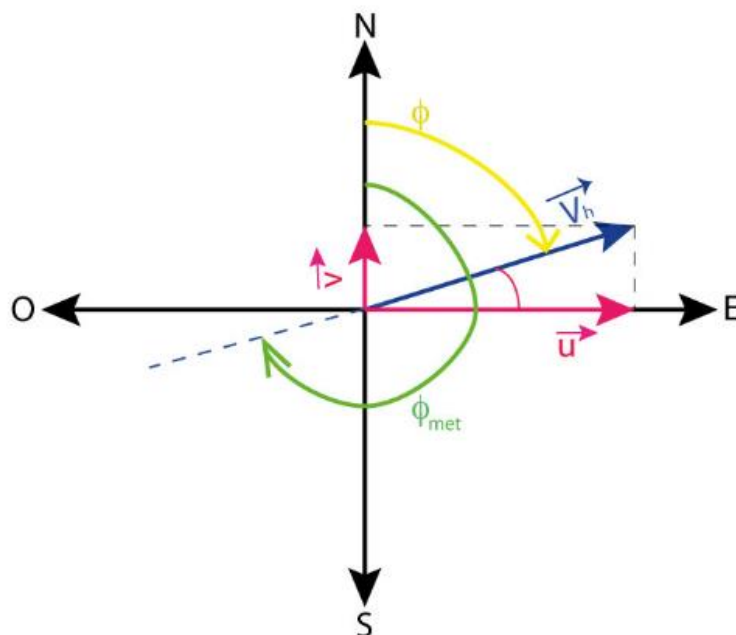


Figura nº 174 –Componentes de la velocidad del viento

Ambas componentes son las que proporciona Meteosim y a partir de las cuales hemos calculado la velocidad y dirección del viento para cada celda:

$$V = \sqrt{u^2 + v^2}$$

Dirección = $\arctan(v/u)$ + alfa ; donde alfa:

$$v > 0 \quad u < 0 \quad \alpha = 180$$

$$v > 0 \quad u > 0 \quad \alpha = 180$$

$$v < 0 \quad u < 0 \quad \alpha = 0$$



$v < 0$ $u > 0$ $\alpha = 360$

$v > 0$ $u = 0$ dirección = 180

$v < 0$ $u = 0$ dirección = 0

$u < 0$ $v = 0$ dirección = 90

$u > 0$ $v = 0$ dirección = 360



ANEXO II: CÓDIGO R

Para realizar los análisis estadísticos y gráficos, con la base de datos generada (Anexo I) se ha utilizado R (Ross Ihaka y Robert Gentleman, 1996).

R tiene una naturaleza doble de programa y lenguaje de programación y es considerado como un dialecto del lenguaje S creado por los Laboratorios AT&T Bell.

R ha permitido usar técnicas de investigación reproducible, realizar trabajo en equipo en todas las fases de la tesis de forma integrada (conexión a bases de datos, visualización, análisis exploratorio, modelización, predicción y generación de informes) y parametrizar con diferentes modelos lineales todas las variables disponibles que intervienen sobre mercados, producción, recursos, previsiones, futuros, etc.

Se resumen en este anexo los principales scripts de código de R utilizado para la generación de los modelos. No se incluyen los scripts que se utilizan para cargar los datos de la base de datos MySQL a objetos de datos de R (en ficheros .RData), ni tampoco los scripts utilizados para el análisis estadístico previo por razones de espacio.

- Script principal: get_predictions.R

El siguiente script genera las predicciones y calcula los errores después de cargar las funciones necesarias mediante la ejecución, a su vez, de una serie de scripts con la función source. Estos scripts auxiliares se detallan en los siguientes apartados.

```
## Initial values  
# last.date <- "2016-07-09"
```




```
days <- 5
thiscountry <- "es"

source("../data/models_metadata.R")
source("scripts/prediction/f_build_model.R")
source("scripts/prediction/f_create_df_pred.R")
source("scripts/prediction/f_fill_new_data.R")
source("scripts/prediction/f_compute_model_error.R")
source("scripts/prediction/f_get_season.R")

library(dplyr)

nmodels <- c("nuclear", "eolica", "demanda_peninsular", "hidraulica",
"solar_fotovoltaico", "solar_termico",
           "cogeneracion_y_resto", "termica_renovable", "ciclo_combi
nado", "carbon", "mercado_diario")

# nmodels <- "mercado_diario"

models <- rep(list(list()), length(nmodels))
names(models) <- nmodels

for (m in nmodels){
  thismodel <- m
  for (day in 1:days){

    #---- BUILD MODEL

    model <- build_model(last.date = last.date,
                        months.window = modelsmd[[thismodel]][["month
s.window"]],
                        day.ahead.pred = day,
                        country = thiscountry,
                        response = modelsmd[[thismodel]][["response"]
],
                        predictors = modelsmd[[thismodel]][["predicto
rs"]],
                        type = "linear",
                        cells.meteo = modelsmd[[thismodel]][["cells.m
eteo"]])

    #---- NEW DATA

    newData <- create_df_pred(modelDate = model$modelinput$last.date,
                             day.ahead = model$modelinput$day.ahead.p
red)
    newData <- fill_new_data(model, newData)
```



```
#---- PREDICT
modelpredictors <- setdiff(names(model$data), c("time", model$modelinput$response))

if (any(!(modelpredictors %in% names(newData)))){
  stop("Missing predictors: ", paste(modelpredictors[!(modelpredictors %in% names(newData))], collapse = ", "))
}
prediction <- predict(model$Model, newData, interval = "prediction")
colnames(prediction) <- paste(modelsmid[[thismodel]][["response"]], colnames(prediction), sep = ".")
prediction <- cbind(newData, prediction)
model$prediction <- prediction

#---- CALCULATE/ESTIMATE ERRORS and save predictions
prediction <- compute_model_error(model)
model$prediction <- prediction

write.csv(prediction,
          file = paste0("./data/predictions/",
                        model$modelinput$last.date, "_",
                        model$modelinput$country, "_",
                        model$modelinput$response, "_", day, ".csv"),
          row.names = FALSE)
save(prediction, file = paste0("./data/predictions/",
                               model$modelinput$last.date, "_",
                               model$modelinput$country, "_",
                               model$modelinput$response, "_", day, ".RData"))

if (length(models[[thismodel]]) == 0){
  models[[thismodel]] <- list(model)
} else{
  models[[thismodel]] <- c(models[[thismodel]], list(model))
}
names(models[[thismodel]][length(models[[thismodel])]) <- paste0(thismodel, "_", day, "_", model$modelinput$country)

cat(m, "\t", day, "\tgenerated...\n")
}
}

#---- SAVE MODELS
save(models, file = paste0("./data/predictions/", model$modelinput$last.date,
                           "_", thiscountry, ".RData"))
```



```
all_cons <- dbListConnections(MySQL())
for(con in all_cons) dbDisconnect(con)
```

- Script ./data/models_metadata.R

Este script carga los metadatos de los modelos, es decir, para cada variable en el modelo final, cuáles son sus predictores.

```
## Models metadata
source("./data/meteosim_cells.R")
modelsmd <- list(nuclear = list(response = "nuclear",
                                predictors = list(production = NULL,
                                                  availability = "nuclear.d",
                                                  meteo = NULL,
                                                  futures = NULL),
                                cells.meteo = NULL,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
                 eolica = list(response = "eolica",
                                predictors = list(production = NULL,
                                                  availability = NULL,
                                                  meteo = "windspeed",
                                                  futures = NULL),
                                cells.meteo = cells.windspeed,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
                 demanda_peninsular = list(response = "demanda_peninsular",
                                             predictors = list(production = NULL,
                                                             availability = NULL,
                                                             meteo = "TMP",
                                                             futures = NULL),
                                             cells.meteo = cells.TMP,
                                             months.window = 24,
                                             type = "linear"),
                 hidraulica = list(response = "hidraulica",
                                    predictors = list(production = NULL,
                                                      availability = "hidraulica.d",
                                                      meteo = NULL,
                                                      futures = NULL),
                                    cells.meteo = NULL,
                                    months.window = 24,
                                    type = "linear"))
```



```

                                meteo = "
APCP",
                                futures =
NULL),
                                cells.meteo = cells.APCP,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
solar_fotovoltaico = list(response = "solar_fotovolta
ico",
                                predictors = list(production = NULL
,
                                availability = NU
LL,
                                meteo = "var0_4_1
92",
                                futures = NULL),
                                cells.meteo = cells.var0_4_192,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
solar_termico = list(response = "solar_termico",
                                predictors = list(productio
n = NULL,
                                availabil
ity = NULL,
                                meteo = "
direct",
                                futures =
NULL),
                                cells.meteo = cells.direct,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
cogeneracion_y_resto = list(response = "cogeneracion_
y_resto",
                                predictors = list(production = "
demanda_peninsular",
                                availability =
NULL,
                                meteo = NULL,
                                futures = NULL
),
                                cells.meteo = NULL,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
termica_renovable = list(response = "termica_renovabl
e",
                                predictors = list(product
ion = "demanda_peninsular",
                                availab
ility = NULL,
                                meteo =
NULL,
```



```

= NULL),
                                cells.meteo = NULL,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
ciclo_combinado = list(response = "ciclo_combinado",
                                predictors = list(production
= c("eolica",
    "hidraulica",
    "solar_fotovoltaico",
    "solar_termico",
    "nuclear",
    "cogeneracion_y_resto",
    "termica_renovable"),
                                availability = NULL,
                                meteo = NULL,
                                futures =
                                "CARBON_FUTURO5",
                                "DERECHOS
                                "DERECHOS_EMISIONES_CO25")),
                                cells.meteo = NULL,
                                months.window = 24,
                                type = "linear"),
carbon = list(response = "carbon",
                                predictors = list(production = c("eolic
a",
                                "hidra
ulica",
                                "solar
_fotovoltaico",
                                "solar
_termico",
                                "nucle
ar",
                                "cogen
eracion_y_resto",
                                "termi
ca_renovable"),
                                availability = NULL,
                                meteo = NULL,
                                futures = c("CARBON_F
UTURO5",
                                "DERECHOS

```



```
_EMISIONES_CO25"))),  
                                cells.meteo = NULL,  
                                months.window = 24,  
                                type = "linear"),  
mercado_diario = list(response = "mercado_diario",  
                        predictors = list(production =  
c("eolica",  
  "hidraulica",  
  "solar_fotovoltaico",  
  "solar_termico",  
  "nuclear",  
  "cogeneracion_y_resto",  
  "termica_renovable",  
  "ciclo_combinado",  
  "carbon"),  
                                availability  
= NULL,                                meteo = NULL,  
                                futures = c("OMIP_MENSUAL")),  
                                cells.meteo = NULL,  
                                months.window = 24,  
                                type = "linear"))
```

- Script: f_build_model.R

Este script contiene la función principal que construye los modelos de predicción, a partir de los datos de entrada de cada modelo (véanse los metadatos).

```
build_model <- function(last.date,  
                        months.window,  
                        day.ahead.pred,  
                        country = "es",  
                        response,  
                        predictors = list(production = NULL,  
                                         availability = NULL,  
                                         meteo = NULL,
```



```
                                futures = NULL),
                                cells.meteo = NULL,
                                type = "linear"){

## Packages
library(lubridate)
## Load market data
load("data/rdata.RData")

## Dates
## Last available date
last.date <- as.Date(last.date)
first.date <- (last.date %m+% months(-months.window)) %m+% days(-day
.ahead.pred)
last.pred <- last.date + day.ahead.pred
from <- paste(last.date %m+% months(-months.window), "23:59")
to <- paste(last.date, "23:59")
to.pred <- paste(last.pred, "23:59")

## Market (and production) data
mdata <- rdata[rdata$country_code == country &
              rdata$date >= first.date &
              rdata$date <= last.pred,
              c("time", "hour", "weekday", "typeh", "season",
                response,
                predictors$production)]
## Time-related variables
mdata$time <- as.character(mdata$time)
mdata$weekday <- factor(sapply(mdata$weekday, function(x){
  ifelse(x %in% c("Saturday", "Sunday"), "Weekend", "Workingday")
}))

## Add previous day response values as predictors (time series)
mdata$lastDate <- c(rep(NA, 24*day.ahead.pred), mdata[1:(nrow(mdata)
- 24*day.ahead.pred), response])
rm(rdata)

## Availability predictors
if(!is.null(predictors$availability)){
  load("data/rdata_ap.RData")
  adata <- rdata_ap[rdata_ap$country_code == country &
                  rdata_ap$time > from &
                  rdata_ap$time <= to,
                  c("time", predictors$availability)]
  adata$time <- as.character(adata$time)
  # adata$time <- as.POSIXct(adata$time)
  rm(rdata_ap)
  ## Model data
  model.data <- merge(mdata, adata, by = "time")
} else{
  model.data <- mdata
}
}
```



```
## Meteo predictors
if(!is.null(predictors$meteo)){
  for (m in predictors$meteo){
    load(paste0("data/meteo.", m, ".RData"))
    cellsonly <- apply(cells.meteo, 1, FUN = function(x){
      paste0("lon_", paste(x, collapse = "_lat_"))
    })
    meteodata <- meteo.data.wide[meteo.data.wide$time > from &
      meteo.data.wide$time <= to, c("time", cellsonly)]
    meteodata$time <- as.character(meteodata$time)
    ## Interpolate missing values (especially for direct radiation)
    if (anyNA(meteodata)){
      for (i in 2:ncol(meteodata)){
        for (j in 1:length(meteodata[, i])){
          if (is.na(meteodata[j, i])){
            thish <- hour(as.POSIXct(meteodata[j, 1]))
            if (j == 1){
              thism <- median(meteodata[hour(meteodata[, 1]) == this
h, i], na.rm = TRUE)
              meteodata[j, i] <- ifelse(is.na(thism), 0, thism)
            } else{
              thism <- median(meteodata[hour(as.POSIXct(meteodata[,
1])) == thish, i], na.rm = TRUE)
              if(is.na(thism)) thism <- 0
              thisi <- mean(meteodata[c(j-1, j+1), i], na.rm = TRUE)
              meteodata[j, i] <- ifelse(is.na(thisi), thism, thism)
            }
          }
        }
      }
    }
    rm(meteo.data.wide)
  }
}

## Model data
model.data <- merge(model.data, meteodata, by = "time")
}

## Futures predictors
if(!is.null(predictors$futures)){
  load("data/fdata.RData")
  fdata[fdata == 0] <- NA
  fdata <- fdata[, c("date", predictors$futures)]
  ## Impute missing data by cubic interpolation
  library(zoo)
  zfdata <- zoo(fdata[, -1], as.Date(fdata[, 1]))
  izfdata <- na.spline(zfdata)
  fdata[, -1] <- as.data.frame(izfdata)
  ## Merge with model data
  library(dplyr)
```




```
model.data$date <- as.character(as.Date(model.data$time))
model.data <- left_join(model.data, fdata, by = "date")
if (sum(!complete.cases(fdata)) > 0){
  ## Impute missing data (unexisting days)
  zmodeldata <- zoo(model.data[, predictors$features], model.data[,
1])
  izmodeldata <- na.spline(zmodeldata)
  model.data[, predictors$features] <- as.data.frame(izmodeldata)
}
## Remove unneeded column
model.data$date <- NULL
}

suppressWarnings(rm(adata, mdata, meteodata))

## Model formula
allpredictors <- setdiff(names(model.data), c("time", response))
modelf <- as.formula(paste(response, "~ `", paste(allpredictors, col
lapse = "` + `", sep = ""), "`", sep = "" ))

if(type == "linear"){
  ## Linear model{
  est_model <- step(lm(modelf, data = model.data), trace = FALSE)
} else if (type == "svm"){
  ## SVM Model
  ## future work
}
return(list(modelinput = lapply(as.list(match.call()), eval)[-1],
  Model = est_model,
  formula = modelf,
  data = model.data))
}
```

- Script: f_create_df_pred.R

Este script contiene una función que crea un data frame con los valores de las variables predictivas, incluyendo las estimaciones de las no disponibles.

```
create_df_pred <- function(modelDate, day.ahead){
  start <- as.POSIXct(paste(as.Date(modelDate) + day.ahead, "00:00"))
  interval <- 60
  end <- start + as.difftime(1, units = "days")
  newtime <- seq(from = start, by = 60*interval, to = end)
```



```
newtime <- newtime[-length(newtime)]
df.new <- data.frame(time = newtime)
df.new$hour <- format(df.new$time, "%H")
df.new$weekday <- ifelse(as.numeric(format(df.new$time[1], "%u")) >
5, "Weekend", "Workingday")
# df.new$month <- format(df.new$time, "%m")
df.new$season <- factor(sapply(as.character(as.Date(df.new$time)), g
etSeason))
df.new$date <- format(df.new$time, "%Y-%m-%d")

holidays_ib <- read.csv("data/festivos1.csv")
holidays_de <- read.csv("data/festivos_de.csv")

holidays_ib$typeh <- "es.pt"
holidays_de$typeh <- "de"
holidays <- rbind(holidays_ib, holidays_de)
holidays <- aggregate(typeh ~ date, holidays, paste, collapse = ".")
rm(holidays_ib, holidays_de)
holidays <- holidays[as.Date(holidays$date, "%d/%m/%Y") < max(as.Dat
e(df.new$time)), ]
holidays$date <- as.character(as.Date(holidays$date, "%d/%m/%Y"))
df.new <- merge(df.new, holidays, all.x = TRUE, sort = FALSE)
df.new$typeh[is.na(df.new$typeh)] <- "none"
df.new$typeh <- factor(df.new$typeh)
rm(holidays)
# df.new$time <- NULL
df.new$time <- as.character(df.new$time)
return(df.new)
}
```

- Script: f_fill_new_data.R

Este script contiene la función que obtiene las predicciones con el modelo construido y los valores de las variables predictivas obtenidas.

```
fill_new_data <- function(model, newData){
  library(lubridate)
  thiscountry <- model$modelinput$country
  thisresponse <- model$modelinput$response
  datepred <- as.POSIXct(model$modelinput$last.date) %m+% days(+model$
modelinput$day.ahead.pred)
  library(dplyr)
  ## Availability predictors

  if (length(model$modelinput$predictors$availability) > 0){
    avpreds <- model$modelinput$predictors$availability
    avpreds <- do.call(rbind, strsplit(avpreds, "[.]"))[, 1]
```



```
library(RMySQL)
con <- dbConnect(MySQL(),
                 user = "*****",
                 password = "*****",
                 dbname = "*****",
                 host = "127.0.0.1")
h <- paste("", formatC(0:23, width = 2, flag = "0"), sep = "")
h1 <- paste(formatC(1:24, width = 2, flag = "0"), "", sep = "")
vars <- c("date_forecast", paste(h, h1, sep = "-"))
sqlstr <- paste0("SELECT ", paste(vars, collapse = ", "), " FROM a
available_power_forecast WHERE type=''",
                avpreds, "' AND date ='",
                model$modelinput$last.date, "' AND date_forecast
= '", datepred,
                "' AND country_code ='", model$modelinput$country
, "'")
res <- dbSendQuery(con, sqlstr)
av.pred <- fetch(res, n = -1)
on.exit(dbDisconnect(con))
library(reshape2)
ldata_ap <- melt(data = av.pred,
                id.vars = c(1),
                measure.vars = 2:25,
                variable.name = "hour",
                value.name = model$modelinput$predictors$availabilit
y)
ldata_ap$hour <- factor(substr(ldata_ap$hour, 1, 2))
names(ldata_ap)[which(names(ldata_ap) == "date_forecast")] <- "date"
newData <- left_join(newData, ldata_ap, by = c("date", "hour"))
}

## Last data available
oldData <- model$data[, c(thisresponse)]
newData[, "lastDate"] <- tail(oldData, 24)

## Meteo predictors
if (length(model$modelinput$predictors$meteo) > 0){
  source("../data/auxdata.R")
  meteopreds <- model$modelinput$predictors$meteo
  meteopreds2 <- meteopredvars$forecast[meteopredvars$original == me
teopreds]
  library(RMySQL)
  con <- dbConnect(MySQL(),
                   user = "root",
                   password = "W2016am!yy",
                   dbname = "weam4i",
                   host = "127.0.0.1")
  for (varmeteo in meteopreds2){
    h <- paste("", formatC(0:23, width = 2, flag = "0"), sep = "")
    h1 <- paste(formatC(1:24, width = 2, flag = "0"), "", sep = "")
```



```
vars <- c("lat", "lon", "date_forecast", paste(h, h1, sep = "-")
)
sqlstr <- paste0("SELECT ", paste(vars, collapse = ", "), " FROM
meteosim_forecast WHERE type='",
varmeteo, "' AND date_forecast ='",
datepred, "' AND date = '", model$modelinput$la
st.date,
"'"')
res <- dbSendQuery(con, sqlstr)
meteo.pred <- fetch(res, n = -1)
on.exit(dbDisconnect(con))
names(meteo.pred)[which(names(meteo.pred) == "date_forecast")] <
- "date"
meteo.pred$cell <- paste0("lon_", meteo.pred$lon, "_lat_", meteo
.pred$lat)
meteo.pred$lon <- NULL
meteo.pred$lat <- NULL
library(reshape2)
ldata <- melt(data = meteo.pred,
id.vars = c(1, 26),
measure.vars = 2:25,
variable.name = "hour")
ldata$hour <- factor(substr(ldata$hour, 1, 2))
ldata$time <- (paste(ldata$date, paste(ldata$hour, "00", sep = "
:"))))

## Temperatures to kelvin
if (varmeteo == "temperature"){
ldata$value <- ldata$value + 273.15 ## En meteosim estaban en
kelvin
}

meteo.data.new <- dcast(data = ldata,
formula = time ~ cell,
value.var = "value", fill = 0)
meteo.data.new$time <- as.POSIXct(meteo.data.new$time)
meteo.data.new$date <- format(meteo.data.new$time, "%F")
meteo.data.new$hour <- format(meteo.data.new$time, "%H")
cellsonly <- apply(model$modelinput$cells.meteo, 1, FUN = functi
on(x){
paste0("lon_", paste(x, collapse = "_lat_"))
})
meteo.data.new <- meteo.data.new[, c("time", "date", "hour", cel
lsonly)]

## Global radiation to direct
if (meteopreds[which(meteopreds2 == varmeteo)] == "direct"){

## Get temperatures
sqlstr <- paste0("SELECT ", paste(vars, collapse = ", "),
```



```
        " FROM meteosim_forecast WHERE type='temperat
ure' AND date_forecast = '",
        datepred, "' AND date = '", model$modelinput$
last.date,
        "'")
res <- dbSendQuery(con, sqlstr)
tmp.pred <- fetch(res, n = -1)

names(tmp.pred)[which(names(tmp.pred) == "date_forecast")] <-
"date"

tmp.pred$cell <- paste0("lon_", tmp.pred$lon, "_lat_", tmp.pre
d$lat)
tmp.pred$lon <- NULL
tmp.pred$lat <- NULL
library(reshape2)
ldata.tmp <- melt(data = tmp.pred,
                 id.vars = c(1, 26),
                 measure.vars = 2:25,
                 variable.name = "hour")
ldata.tmp$hour <- factor(substr(ldata.tmp$hour, 1, 2))
ldata.tmp$time <- (paste(ldata.tmp$date, paste(ldata.tmp$hour,
"00", sep = ":"))))

tmp.data.new <- dcast(data = ldata.tmp,
                    formula = time ~ cell,
                    value.var = "value", fill = 0)
tmp.data.new$time <- as.POSIXct(tmp.data.new$time)
tmp.data.new$date <- format(tmp.data.new$time, "%F")
tmp.data.new$hour <- format(tmp.data.new$time, "%H")
cellsonly <- apply(model$modelinput$cells.meteo, 1, FUN = func
tion(x){
  paste0("lon_", paste(x, collapse = "_lat_"))
})
if (all(cellsonly %in% names(tmp.data.new))){
  tmp.data.new <- tmp.data.new[, c("time", "date", "hour", cel
lsonly)]
} else{
  warning("Missing temperatures to convert global to direct ra
diation")
  cellsonly <- intersect(cellsonly, names(tmp.data.new))
  tmp.data.new <- tmp.data.new[, c("time", "date", "hour", cel
lsonly)]
}
library(solaR)
for (i in 4:(ncol(meteo.data.new))){
  # i <- 4
  ## If missing temperature, NAs
  if (!(names(meteo.data.new)[i] %in% names(tmp.data.new))){
    meteo.data.new[, i] <- NA
  } else {
```



```
## Get latitude
thislat <- sapply(strsplit(names(meteo.data.new)[i], "_"),
function(x) as.numeric(x[4]))

## Create data frame with date, radiation, and temperature
thisdf <- meteo.data.new[, c("time", names(meteo.data.new
[i]))]
thisdf <- cbind(thisdf, tmp.data.new[, names(meteo.data.ne
w)[i]])
names(thisdf) <- c("time", "G0", "Ta")

## Convert to zoo object
thists <- zoo(x = thisdf[, 2:3], order.by = thisdf[, 1])

irradiance <- calcG0(lat = thislat,
                    modeRad = "bdI",
                    dataRad = thists,
                    sample = "hour",
                    keep.night = TRUE,
                    sunGeometry = 'michalsky',
                    corr = 'CLIMEDh')
meteo.data.new[, i] <- as.numeric(irradiance@G0I$B0)
thisvector <- meteo.data.new[, i]
thismissing <- which(is.na(thisvector))
for (x in thismissing){
  thisvector[x] <- mean(c(ifelse(is.na(thisvector[x - 1]),
0, thisvector[x - 1]),
ifelse(is.na(thisvector[x + 1]), 0, thisvector[x
+ 1])))
}
meteo.data.new[, i] <- thisvector
}
}
meteo.data.new$time <- meteo.data.new$time.x
meteo.data.new$time.y <- NULL

## add meteo predictors values to the new data
newData <- left_join(newData, meteo.data.new, by = c("date", "ho
ur"))
}
}

## Production predictors
if (length(model$modelinput$predictors$production) > 0){
  for (pred in model$modelinput$predictors$production){
    load(file = paste0("./data/predictions/",
```



```
        model$modelinput$last.date, "_",
        model$modelinput$country, "_",
        pred, "_", day, ".RData"))
    newData[, pred] <- prediction[, paste0(pred, ".fit")]
  }
}

## Futures predictors
if (length(model$modelinput$predictors$futures) > 0){
  load(file = "./data/fdata.RData")
  newData[, model$modelinput$predictors$futures] <- fdata[fdata$date == as.character(datepred), model$modelinput$predictors$futures]
}

return(newData)
}
```

- Script: f_compute_model_error.R

Este script contiene una función para calcular los errores en la predicción en comparación con los datos reales (cuando estos existen).

```
compute_model_error <- function(model){
  load("./data/rdata.RData")
  rdata$time <- as.character(rdata$time)
  rdata <- rdata[rdata$country_code == model$modelinput$country,
                c("time", model$modelinput$response)]
  prediction <- left_join(model$prediction, rdata, by = "time")
  prediction$da <- abs(prediction[, paste0(model$modelinput$response,
                                           ".fit")] - prediction[, model$modelinput$response])
  prediction$dr <- prediction$da / prediction[, model$modelinput$response]
  return(prediction)
}
```

- Script: f_get_season.R

Este script contiene una función auxiliar para obtener la estación del año de cada día.

```
getSeason <- function(somedate, format = "%Y-%m-%d"){
  somedate <- as.Date(somedate, format)
```



```
m <- as.numeric(format(somedate, "%m"))
season <- NULL
if (m %in% 3:5){
  season <- "Primavera"
} else if (m %in% 6:8){
  season <- "Verano"
} else if (m %in% 9:11){
  season <- "Otoño"
} else {
  season <- "Invierno"
}
return(season)
}
```




ANEXO III: COEFICIENTES

1. Eólica

Independiente	hora01	hora02	hora03
3.333,590	-32,451	-100,861	-142,746
hora04	hora05	hora06	hora07
-172,004	-188,512	-239,854	-315,681
hora08	hora09	hora10	hora11
-362,737	-367,766	-341,854	-270,956
hora12	hora13	hora14	hora15
-192,960	-120,169	-51,318	-9,881
hora16	hora17	hora18	hora19
22,908	64,921	108,344	148,220
hora20	hora21	hora22	hora23
182,526	185,483	139,195	94,817
Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno	Primavera
-368,051	-990,466	-1.094,996	470,147
Verano	Invierno	Ultimo día	`lon_- 3_lat_42`
-289,472	934,442	0,000	-78,432
`lon_-2_lat_41.5`			
98,443			

Tabla 41–Coeficientes 1ºDía Eólica

Independiente	hora01	hora02	hora03
4.680,720	-68,679	-198,856	-282,588
hora04	hora05	hora06	hora07
-330,908	-349,177	-446,331	-593,900
hora08	hora09	hora10	hora11
-715,151	-786,688	-792,423	-717,583
hora12	hora13	hora14	hora15
-629,445	-535,469	-433,150	-349,545
hora16	hora17	hora18	hora19
-247,191	-114,175	38,687	164,821
hora20	hora21	hora22	hora23
214,894	220,111	163,612	95,946



Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-151,750	-286,635	-1.106,600	-1.285,448
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
197,053	-552,463	972,889	0,250
`lon_-3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
18,560	230,677		

Tabla 42–Coeficientes 2ºDía Eólica

Independiente	hora01	hora02	hora03
4.880,644	-71,890	-212,139	-302,832
hora04	hora05	hora06	hora07
-354,697	-372,853	-477,727	-638,970
hora08	hora09	hora10	hora11
-774,627	-859,060	-871,193	-796,019
hora12	hora13	hora14	hora15
-706,424	-609,515	-501,784	-412,100
hora16	hora17	hora18	hora19
-298,466	-149,968	22,674	163,997
hora20	hora21	hora22	hora23
218,754	226,116	168,501	98,559
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-173,147	0,000	-1.206,657	-1.304,248
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
147,974	-586,713	999,463	0,200
`lon_-3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
27,749	260,403		

Tabla 43–Coeficientes 3ºDía Eólica

Independiente	hora01	hora02	hora03
5.190,732	-78,427	-230,746	-329,145
hora04	hora05	hora06	hora07
-385,462	-405,390	-519,149	-693,714
hora08	hora09	hora10	hora11
-840,201	-931,021	-943,433	-861,219
hora12	hora13	hora14	hora15
-763,412	-657,759	-540,610	-443,232



hora16	hora17	hora18	hora19
-320,317	-159,812	26,486	180,432
hora20	hora21	hora22	hora23
239,503	247,187	184,903	108,483
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-105,193	-63,168	-1.263,223	-1.353,508
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
178,604	-644,389	1.087,078	0,131
`lon_-3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
29,560	280,745		

Tabla 44–Coeficientes 4ºDía Eólica

Independiente	hora01	hora02	hora03
5.427,656	-84,746	-245,675	-349,490
hora04	hora05	hora06	hora07
-408,667	-430,003	-549,993	-733,033
hora08	hora09	hora10	hora11
-886,105	-980,420	-992,526	-905,290
hora12	hora13	hora14	hora15
-801,635	-689,368	-565,422	-461,945
hora16	hora17	hora18	hora19
-332,079	-163,080	32,147	192,465
hora20	hora21	hora22	hora23
253,492	260,563	194,160	112,544
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-84,179	-215,833	-1.322,271	-1.386,951
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
204,728	-683,312	1.145,464	0,083
`lon_-3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
35,512	290,725		

Tabla 45–Coeficientes 5ºDía Eólica

2. Demanda Peninsular

Independiente	hora01	hora02
17.332,040	-434,278	-609,442
hora03	hora04	hora05
-577,291	-115,748	777,015



hora06	hora07	hora08
1.890,666	2.816,336	3.450,508
hora09	hora10	hora11
3.824,016	4.008,687	4.055,393
hora12	hora13	hora14
3.826,170	3.418,993	3.177,249
hora15	hora16	hora17
3.084,257	3.085,074	3.402,301
hora18	hora19	hora20
3.867,564	4.195,914	3.694,348
hora21	hora22	hora23
2.604,961	1.590,004	676,307
Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania	Tipo Ninguno
550,455	-1.010,260	75,785
Primavera	Verano	Invierno
15,360	684,462	987,998
ultimo dia	`lon_-8.5_lat_39`	`lon_-8.5_lat_38.5`
0,528	64,254	-141,047
`lon_-8_lat_37.5`		
53,382		

Tabla 46–Coeficientes 1ºDía Demanda Peninsular

Independiente	hora01	hora02
34.274,369	-859,148	-1.212,545
hora03	hora04	hora05
-1.154,815	-240,381	1.532,278
hora06	hora07	hora08
3.747,904	5.593,574	6.869,560
hora09	hora10	hora11
7.636,640	8.023,984	8.129,048
hora12	hora13	hora14
7.682,485	6.880,118	6.406,492
hora15	hora16	hora17
6.224,025	6.218,118	6.836,168
hora18	hora19	hora20
7.745,643	8.378,330	7.367,898
hora21	hora22	hora23
5.195,229	3.172,878	1.348,134
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
2.107,904	195,060	-2.774,206
Tipo Ninguno	Primavera	Verano



460,993	83,123	1.339,606
Invierno	ultimo dia	`lon_-8.5_lat_39`
1.981,658	0,061	809.520,000
`lon_-8.5_lat_38.5`	`lon_-8_lat_37.5`	
-231,876	98,773	

Tabla 47–Coeficientes 2ºDía Demanda Peninsular

Independiente	hora01	hora02
32.610,916	-830,525	-1.171,172
hora03	hora04	hora05
-1.114,484	-230,815	1.481,419
hora06	hora07	hora08
3.620,688	5.401,813	6.630,567
hora09	hora10	hora11
7.367,173	7.738,502	7.838,605
hora12	hora13	hora14
7.406,413	6.631,207	6.173,235
hora15	hora16	hora17
5.996,924	5.992,043	6.590,385
hora18	hora19	hora20
7.470,798	8.084,358	7.110,838
hora21	hora22	hora23
5.013,732	3.061,390	1.300,169
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
2.294,567	216,856	-2.739,938
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
519,695	88,562	1.286,049
Invierno	ultimo dia	`lon_-8.5_lat_39`
1.933,433	0,094	811.055,000
`lon_-8.5_lat_38.5`	`lon_-8_lat_37.5`	
-229,937	99,288	

Tabla 48–Coeficientes 3ºDía Demanda Peninsular

Independiente	hora01	hora02
32.035,822	-815,415	-1.150,002
hora03	hora04	hora05
-1.094,587	-227,240	1.453,377
hora06	hora07	hora08



3.553,015	5.301,190	6.507,039
hora09	hora10	hora11
7.230,829	7.596,769	7.696,281
hora12	hora13	hora14
7.273,113	6.513,288	6.064,452
hora15	hora16	hora17
5.891,652	5.886,155	6.472,364
hora18	hora19	hora20
7.335,481	7.936,957	6.980,051
hora21	hora22	hora23
4.921,229	3.004,441	1.275,301
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
2.369,462	55,317	-2.753,189
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
507,648	84,425	1.267,904
Invierno	ultimo dia	`lon_-8.5_lat_39`
1.900,238	0,111	745.371,000
`lon_-8.5_lat_38.5`	`lon_-8_lat_37.5`	
-223,052	99,503	

Tabla 49–Coeficientes 4ºDía Demanda Peninsular

Independiente	hora01	hora02
28.642,008	-738,167	-1.040,912
hora03	hora04	hora05
-990,629	-204,892	1.316,692
hora06	hora07	hora08
3.217,052	4.799,220	5.889,509
hora09	hora10	hora11
6.544,158	6.875,566	6.965,968
hora12	hora13	hora14
6.583,132	5.896,034	5.490,054
hora15	hora16	hora17
5.333,819	5.328,546	5.858,901
hora18	hora19	hora20
6.639,971	7.184,086	6.317,358
hora21	hora22	hora23
4.454,060	2.718,547	1.153,379
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
2.559,936	-31,524	-2.587,961
Tipo Ninguno	Primavera	Verano



492,565	67,578	1.169,876
Invierno	ultimo dia	`lon_-8.5_lat_39`
1.737,324	0,195	654.541,000
`lon_-8.5_lat_38.5`	`lon_-8_lat_37.5`	
-201,328	91,596	

Tabla 50–Coeficientes 5ºDía Demanda Peninsular

3. Hidráulica

Independiente	hora01	hora02	hora03
-502,854	-52,687	-71,228	-70,382
hora04	hora05	hora06	hora07
-1,935	165,915	406,230	631,905
hora08	hora09	hora10	hora11
746,274	761,335	732,427	662,259
hora12	hora13	hora14	hora15
508,097	372,910	319,309	318,773
hora16	hora17	hora18	hora19
398,702	616,559	861,761	999,801
hora20	hora21	hora22	hora23
864,263	546,974	284,955	106,991
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-241,947	142,747	-91,346	72,155
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo dia
743,467	66,776	424,588	0,711
hidraulica.d	`lon_- 3.5_lat_41`		
0,070	-41,510		

Tabla 51–Coeficientes 1ºDía Hidráulica

Independiente	hora01	hora02
-1.860,194	-71,114	-103,763
hora03	hora04	hora05
-105,685	0,8434	265,508
hora06	hora07	hora08
645,874	1.019,590	1.199,418
hora09	hora10	hora11
1.221,800	1.173,714	1.059,953



hora12	hora13	hora14
811,643	606,219	517,405
hora15	hora16	hora17
513,161	636,565	977,902
hora18	hora19	hora20
1.365,136	1.591,150	1.374,468
hora21	hora22	hora23
870,541	453,732	168,177
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
328,058	9,953	-633,386
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
69,016	1.142,006	110,386
Invierno	Ultimo día	hidraulica.d
626,710	0,5423	0,151
`lon_-3.5_lat_41`	`lon_-4_lat_41`	`lon_-2.5_lat_40.5`
-74,135	101,069	64,238

Tabla 52–Coeficientes 2ºDía Hidráulica

Independiente	hora01	hora02
-2.229,043	-71,069	-102,903
hora03	hora04	hora05
-104,320	0,134	259,686
hora06	hora07	hora08
633,065	999,964	1.175,617
hora09	hora10	hora11
1.198,111	1.151,399	1.039,939
hora12	hora13	hora14
796,442	594,722	507,381
hora15	hora16	hora17
502,856	623,578	957,585
hora18	hora19	hora20
1.335,742	1.557,935	1.345,294
hora21	hora22	hora23
851,820	444,163	164,519
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
583,269	4,085	-487,006
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
252,260	1.099,988	79,336
Invierno	Ultimo día	hidraulica.d
617,383	0,5522	0,1515



`lon_-3.5_lat_41`	`lon_-4_lat_41`	`lon_-2.5_lat_40.5`
-71,448	109,347	40,049

Tabla 53–Coeficientes 3ºDía Hidráulica

Independiente	hora01	hora02
-2.260,623	-78,960	-109,842
hora03	hora04	hora05
-109,342	0,232	270,986
hora06	hora07	hora08
660,093	1.035,241	1.218,629
hora09	hora10	hora11
1.242,364	1.194,945	1.080,526
hora12	hora13	hora14
828,530	614,471	525,248
hora15	hora16	hora17
522,306	647,914	995,070
hora18	hora19	hora20
1.387,544	1.610,797	1.390,564
hora21	hora22	hora23
880,418	458,605	169,918
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
575,035	-260,653	-518,327
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
229,069	1.120,166	67,876
Invierno	Ultimo día	hidraulica.d
644,164	0,000	0,158
`lon_-3.5_lat_41`	`lon_-4_lat_41`	`lon_-2.5_lat_40.5`
-79,937	108,792	26,939

Tabla 54–Coeficientes 4ºDía Hidráulica

Independiente	hora01	hora02
-2.738,576	-77,640	-111,419
hora03	hora04	hora05
-112,439	0,160	280,678
hora06	hora07	hora08
685,368	1.082,652	1.272,499
hora09	hora10	hora11
1.296,892	1.247,258	1.127,381



hora12	hora13	hora14
864,628	646,782	552,195
hora15	hora16	hora17
547,040	676,722	1.036,258
hora18	hora19	hora20
1.442,799	1.679,612	1.449,181
hora21	hora22	hora23
918,023	477,682	176,129
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
572,785	-215,702	-389,082
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
282,464	1.120,945	63,796
Invierno	Ultimo día	hidraulica.d
639,423	0,518	0,189
`lon_-3.5_lat_41`	`lon_-4_lat_41`	`lon_-2.5_lat_40.5`
-81,784	131,043	30,738

Tabla 55–Coeficientes 5ºDía Hidráulica

4. Solar Fotovoltaico

Independiente	hora01	hora02
-9,511	-0,007	0,726
hora03	hora04	hora05
1,879	3,123	24,750
hora06	hora07	hora08
108,651	244,477	386,252
hora09	hora10	hora11
463,154	481,153	454,532
hora12	hora13	hora14
409,317	349,520	273,109
hora15	hora16	hora17
170,670	59,036	-11,498
hora18	hora19	hora20
-30,609	-12,678	1,478
hora21	hora22	hora23
0,009	-0,111	-0,110
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
7,397	-49,828	-3,892
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-8,763	36,070	31,392



Invierno	Ultimo dia	`lon_-7.5_lat_37`
-10,067	0,689	0,315
`lon_-8.5_lat_36`	`lon_-8.5_lat_36.5`	
-0.1897	0,502	

Tabla 56–Coeficientes 1ºDía Solar Fotovoltaico

Independiente	hora01	hora02
-44,837	-0.0122	1,203
hora03	hora04	hora05
3,106	5,159	40,879
hora06	hora07	hora08
177,035	390,039	603,641
hora09	hora10	hora11
706,570	714,171	655,272
hora12	hora13	hora14
572,261	473,494	356,301
hora15	hora16	hora17
202,786	39,446	-53,408
hora18	hora19	hora20
-65,997	-24,419	2,445
hora21	hora22	hora23
0.0134	-0.1334	-0.1364
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
17,842	-22,177	2,761
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
18,097	46,023	31,859
Invierno	Ultimo dia	`lon_-7.5_lat_37`
-5,311	0,486	0,817
`lon_-8.5_lat_36`	`lon_-8.5_lat_36.5`	
-0,084	0,438	

Tabla 57–Coeficientes 2ºDía Solar Fotovoltaico

Independiente	hora01	hora02
-45,269	-0.0140	1,373
hora03	hora04	hora05
3,552	5,895	46,758
hora06	hora07	hora08
202,433	444,629	685,652
hora09	hora10	hora11
799,889	804,632	734,269



hora12	hora13	hora14
636,959	523,281	390,192
hora15	hora16	hora17
216,363	32,595	-69,394
hora18	hora19	hora20
-79,421	-28,976	2,823
hora21	hora22	hora23
0.0433	-0.1141	-0.1187
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
24,923	-85,027	4,711
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
13,185	50,418	32,389
Invierno	Ultimo día	`lon_-7.5_lat_37`
-2,820	0,411	0,887
`lon_-8.5_lat_37`	`lon_-8.5_lat_36`	`lon_-8.5_lat_36.5`
0,115	0,065	0,300

Tabla 58–Coeficientes 3ºDía Solar Fotovoltaico

Independiente	hora01	hora02
-36,307	-0,015	1,499
hora03	hora04	hora05
3,882	6,442	51,131
hora06	hora07	hora08
221,776	488,357	754,942
hora09	hora10	hora11
883,789	892,580	817,794
hora12	hora13	hora14
712,225	587,807	441,357
hora15	hora16	hora17
248,829	44,546	-70,526
hora18	hora19	hora20
-84,233	-30,957	3,101
hora21	hora22	hora23
0.0636	-0,1018	-0,107
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
20,862	-99,188	7,488
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
2,956	57,016	40,413
Invierno	Ultimo día	`lon_-7.5_lat_37`
-3,406	0,356	0,935



`lon_-8.5_lat_37`	`lon_-8.5_lat_36`	`lon_-8.5_lat_36.5`
0,079	0,114	0,344

Tabla 59–Coeficientes 4ºDía Solar Fotovoltaico

Independiente	hora01	hora02
-29,905	-0,016	1,577
hora03	hora04	hora05
4,091	6,787	53,885
hora06	hora07	hora08
233,966	515,820	798,183
hora09	hora10	hora11
935,697	946,244	868,362
hora12	hora13	hora14
757,401	626,033	470,816
hora15	hora16	hora17
266,627	49,834	-72,913
hora18	hora19	hora20
-88,309	-32,605	3,268
hora21	hora22	hora23
0,069	-0,102	-0,108
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
13,316	-84,984	8,018
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-1,304	61,159	45,690
Invierno	Ultimo día	`lon_-7.5_lat_37`
-2,744	0,321	0,936
`lon_-8.5_lat_37`	`lon_-8.5_lat_36`	`lon_-8.5_lat_36.5`
0,149	0,149	0,311

Tabla 60–Coeficientes 5ºDía Solar Fotovoltaico

5. Solar Térmico

Independiente	hora01	hora02
16,427	-4,497	-10,467
hora03	hora04	hora05
-17,106	-28,230	-40,372
hora06	hora07	hora08



-31,235	57,671	147,688
hora09	hora10	hora11
195,359	214,783	207,978
hora12	hora13	hora14
197,193	195,626	202,541
hora15	hora16	hora17
208,784	179,436	134,914
hora18	hora19	hora20
98,554	42,061	21,421
hora21	hora22	hora23
162.634,000	85.481,000	44.928,000
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
12,681	-95,619	-46,932
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-27,516	85,011	161,769
Invierno	Ultimo dia	`lon_-7.5_lat_37.5`
-36,706	0,747	-0,084
`lon_-8.5_lat_37.5`		
0,254		

Tabla 61–Coeficientes 1ºDía Solar Térmico

Independiente	hora01	hora02
-12,846	-9,594	-22,384
hora03	hora04	hora05
-36,557	-60,270	-86,204
hora06	hora07	hora08
-67,173	107,927	253,429
hora09	hora10	hora11
278,035	229,247	137,847
hora12	hora13	hora14
77,137	73,718	124,288
hora15	hora16	hora17
185,067	168,369	161,851
hora18	hora19	hora20
177,024	86,794	43,714
hora21	hora22	hora23
328.505,000	179.832,000	95.328,000
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
35,898	-84,181	-48,279
Tipo Ninguno	Primavera	Verano



17,996	124,389	257,779
Invierno	Ultimo día	`lon_-7_lat_38`
-58,223	0,465	0,548
`lon_-7.5_lat_37.5`	`lon_-8.5_lat_37.5`	
0,098	0,330	

Tabla 62–Coeficientes 2ºDía Solar Térmico

Independiente	hora01	hora02
-33,658	-10,803	-25,179
hora03	hora04	hora05
-41,103	-67,748	-96,876
hora06	hora07	hora08
-75,543	118,919	274,531
hora09	hora10	hora11
288,218	217,016	100,667
hora12	hora13	hora14
26,061	22,702	86,165
hora15	hora16	hora17
163,266	152,853	161,336
hora18	hora19	hora20
193,315	97,609	49,302
hora21	hora22	hora23
371.154,000	203.411,000	107.829,000
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
49,794	-114,050	-15,396
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
37,913	134,906	275,530
Invierno	Ultimo día	`lon_-7_lat_38`
-60,958	0,398	0,685
`lon_-7.5_lat_37.5`	`lon_-8.5_lat_37.5`	
0,254	0,270	

Tabla 63–Coeficientes 3ºDía Solar Térmico

Independiente	hora01	hora02
-10,022	-11,821	-27,570
hora03	hora04	hora05
-45,048	-74,142	-105,924
hora06	hora07	hora08



-82,639	129,844	301,411
hora09	hora10	hora11
318,999	244,390	119,973
hora12	hora13	hora14
39,550	35,594	102,946
hora15	hora16	hora17
185,328	171,990	178,258
hora18	hora19	hora20
211,736	105,940	53,296
hora21	hora22	hora23
399.980,000	216.690,000	112.311,000
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
47,564	-166,118	-29,807
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
17,851	146,673	304,515
Invierno	Ultimo dia	`lon_-7_lat_38`
-66,947	0,343	0,698
`lon_-7.5_lat_37.5`	`lon_-8.5_lat_37.5`	
0,281	0,320	

Tabla 64–Coeficientes 4ºDía Solar Térmico

Independiente	hora01	hora02
-9,922	-12,104	-28,293
hora03	hora04	hora05
-46,247	-76,069	-108,630
hora06	hora07	hora08
-84,755	133,102	308,337
hora09	hora10	hora11
324,769	246,240	116,296
hora12	hora13	hora14
31,988	27,195	96,327
hora15	hora16	hora17
181,813	168,550	177,239
hora18	hora19	hora20
217,364	108,588	54,553
hora21	hora22	hora23
409.439,000	222.393,000	115.606,000
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
39,519	-149,519	-11,874
Tipo Ninguno	Primavera	Verano



22,416	151,112	314,606
Invierno	Ultimo día	`lon_-7_lat_38`
-66,035	0,326	0,703
`lon_-7.5_lat_37.5`	`lon_-8.5_lat_37.5`	
0,262	0,384	

Tabla 65–Coeficientes 5ºDía Solar Térmico

6. Cogeneración y Resto

Independiente	hora01	hora02
-377,720	41,424	59,609
hora03	hora04	hora05
55,829	7,408	-79,131
hora06	hora07	hora08
-178,330	-267,574	-336,428
hora09	hora10	hora11
-377,539	-395,315	-396,289
hora12	hora13	hora14
-367,726	-322,550	-296,877
hora15	hora16	hora17
-285,774	-283,719	-317,586
hora18	hora19	hora20
-369,629	-408,287	-355,254
hora21	hora22	hora23
-240,680	-150,312	-71,247
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
-196,101	0,758	83,861
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-74,873	-13,797	-66,026
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-151,342	0,055	0,759

Tabla 66–Coeficientes 1ºDía Cogeneración y Resto

Independiente	hora01	hora02
-215,330	48,263	68,860



hora03	hora04	hora05
63,598	8,432	-84,863
hora06	hora07	hora08
-184,701	-282,629	-364,209
hora09	hora10	hora11
-413,928	-436,141	-437,710
hora12	hora13	hora14
-404,353	-352,024	-322,378
hora15	hora16	hora17
-308,080	-303,530	-341,034
hora18	hora19	hora20
-401,117	-446,957	-384,771
hora21	hora22	hora23
-251,817	-159,252	-80,632
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
26,035	40,465	-134,414
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-85,852	-7,119	-69,926
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-177,278	0,067	0,543

Tabla 67–Coeficientes 2ºDía Cogeneración y Resto

Independiente	hora01	hora02
-317,080	44,397	63,265
hora03	hora04	hora05
58,307	7,699	-77,311
hora06	hora07	hora08
-167,652	-257,230	-332,400
hora09	hora10	hora11
-378,287	-398,861	-400,341
hora12	hora13	hora14
-369,602	-321,508	-294,294
hora15	hora16	hora17
-281,061	-276,642	-310,864
hora18	hora19	hora20
-365,969	-408,066	-350,894
hora21	hora22	hora23
-228,616	-144,704	-73,599
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
149,912	28,761	-134,734



Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-6,330	2,273	-65,410
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-160,783	0,062	0,563

Tabla 68–Coeficientes 3ºDía Cogeneración y Resto

Independiente	hora01	hora02
-239,346	42,534	60,427
hora03	hora04	hora05
55,464	7,129	-72,586
hora06	hora07	hora08
-155,599	-240,052	-312,416
hora09	hora10	hora11
-356,788	-376,905	-378,429
hora12	hora13	hora14
-348,924	-302,941	-276,956
hora15	hora16	hora17
-263,962	-259,187	-291,484
hora18	hora19	hora20
-344,034	-384,456	-329,588
hora21	hora22	hora23
-212,484	-135,051	-70,120
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
147,945	-26,024	-113,823
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
28,524	4,548	-62,863
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-158,458	0,060	0,540

Tabla 69–Coeficientes 4ºDía Cogeneración y Resto

Independiente	hora01	hora02
-94,358	39,738	56,245
hora03	hora04	hora05
51,284	6,308	-65,698
hora06	hora07	hora08
-138,140	-215,130	-283,226



hora09	hora10	hora11
-325,282	-344,623	-346,195
hora12	hora13	hora14
-318,521	-275,596	-251,446
hora15	hora16	hora17
-238,849	-233,657	-263,126
hora18	hora19	hora20
-311,939	-349,880	-298,436
hora21	hora22	hora23
-189,072	-120,929	-64,794
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
148,197	-25,381	-77,646
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
30,430	1,205	-56,978
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-156,130	0,057	0,509

Tabla 70–Coeficientes 5ºDía Cogeneración y Resto

7. Térmica Renovable

Independiente	hora01	hora02
-2,463	1,824	2,489
hora03	hora04	hora05
2,321	#¡VALOR!	-3,985
hora06	hora07	hora08
-9,157	-13,388	-16,365
hora09	hora10	hora11
-18,159	-18,898	-18,856
hora12	hora13	hora14
-17,560	-15,555	-14,453
hora15	hora16	hora17
-14,006	-13,869	-15,267
hora18	hora19	hora20
-17,562	-19,368	-17,138
hora21	hora22	hora23
-12,045	-7,385	-3,220



Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
-5,300	0,176	4,265
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-2,697	-11,533	-3,327
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-9,750	0,002	0,916

Tabla 71–Coeficientes 1ºDía Térmica Renovable

Independiente	hora01	hora02
7,435	2,004	2,647
hora03	hora04	hora05
2,433	#¡VALOR!	-4,421
hora06	hora07	hora08
-10,021	-14,622	-17,897
hora09	hora10	hora11
-19,924	-20,762	-20,692
hora12	hora13	hora14
-19,249	-17,055	-15,866
hora15	hora16	hora17
-15,356	-15,118	-16,533
hora18	hora19	hora20
-19,029	-21,036	-18,633
hora21	hora22	hora23
-13,042	-7,991	-3,508
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
7,836	3,049	-5,356
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
-1,194	-17,734	-3,790
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-12,696	0,003	0,865

Tabla 72–Coeficientes 2ºDía Térmica Renovable

Independiente	hora01	hora02
26,304	1,767	2,231
hora03	hora04	hora05
2,011	-0,042	-3,889
hora06	hora07	hora08



-8,719	-12,719	-15,609
hora09	hora10	hora11
-17,448	-18,201	-18,090
hora12	hora13	hora14
-16,789	-14,842	-13,819
hora15	hora16	hora17
-13,347	-13,027	-14,147
hora18	hora19	hora20
-16,312	-18,124	-16,054
hora21	hora22	hora23
-11,139	-6,757	-2,898
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
11,726	-8,591	-11,470
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
0,790	-21,175	-3,946
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-14,209	0,003	0,832

Tabla 73–Coeficientes 3ºDía Térmica Renovable

Independiente	hora01	hora02
42,147	1,796	2,166
hora03	hora04	hora05
1,924	-0,168	-4,059
hora06	hora07	hora08
-8,952	-13,023	-15,982
hora09	hora10	hora11
-17,891	-18,673	-18,538
hora12	hora13	hora14
-17,200	-15,210	-14,180
hora15	hora16	hora17
-13,695	-13,316	-14,397
hora18	hora19	hora20
-16,595	-18,452	-16,370
hora21	hora22	hora23
-11,364	-6,963	-3,077
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
9,045	-9,261	-15,827
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
0,176	-24,517	-4,117
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día



-16,018	0,003	0,803
---------	-------	-------

Tabla 74–Coeficientes 4ºDía Térmica Renovable

Independiente	hora01	hora02
59,798	1,551	1,733
hora03	hora04	hora05
1,505	-0,317	-3,620
hora06	hora07	hora08
-7,771	-11,228	-13,802
hora09	hora10	hora11
-15,540	-16,275	-16,117
hora12	hora13	hora14
-14,926	-13,199	-12,336
hora15	hora16	hora17
-11,894	-11,454	-12,254
hora18	hora19	hora20
-14,125	-15,749	-13,999
hora21	hora22	hora23
-9,668	-5,928	-2,656
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
9,028	-7,053	-13,853
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
3,396	-27,923	-3,552
Invierno	demanda_peninsular	ultimo día
-16,821	0,002	0,775

Tabla 75–Coeficientes 4ºDía Térmica Renovable

8. Ciclo Combinado

Independiente	hora01	hora02
-4.572,461	-31,365	-47,123
hora03	hora04	hora05
-41,721	-276.318,000	-26,617
hora06	hora07	hora08
-45,403	-49,608	-25,277
hora09	hora10	hora11
45,430	111,179	171,292



hora12	hora13	hora14
249,118	288,006	271,167
hora15	hora16	hora17
233,315	193,923	144,760
hora18	hora19	hora20
75,479	33,938	5,087
hora21	hora22	hora23
-54,352	-24,275	29,707
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
-422,514	433,874	563,948
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
63,592	-71,599	128,767
Invierno	eolica	hidraulica
117,342	-0,113	0,144
solar_fotovoltaico	nuclear	cogeneracion_y_resto
-0,162	0,077	0,887
termica_renovable	ultimo día	NG_HENRY_HUB5
0,205	0,494	425,888
DERECHOS_EMISIONES_CO25		
275,711		

Tabla 76–Coeficientes 1ºDía Ciclo Combinado

Independiente	hora01	hora02
-5.453,881	-59,681	-86,851
hora03	hora04	hora05
-77,458	-32,847	28,781
hora06	hora07	hora08
93,061	156,780	220,072
hora09	hora10	hora11
326,417	412,833	481,502
hora12	hora13	hora14
556,345	575,856	533,799
hora15	hora16	hora17
479,227	444,468	430,354
hora18	hora19	hora20
390,928	361,291	282,121
hora21	hora22	hora23
106,159	62,698	75,709



Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
-94,359	414,804	368,703
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
18,764	-98,569	202,653
Invierno	eolica	hidraulica
185,696	-0,148	0,149
solar_fotovoltaico	nuclear	cogeneracion_y_resto
-0,239	0,095	10.630,000
termica_renovable	ultimo día	NG_HENRY_HUB5
0,436	0,231	512,516
DERECHOS_EMISIONES_CO25		
342,063		

Tabla 77–Coeficientes 2ºDía Ciclo Combinado

Independiente	hora01	hora02
-5.194,968	-72,754	-104,583
hora03	hora04	hora05
-93,270	-32,441	65,985
hora06	hora07	hora08
181,778	283,680	363,167
hora09	hora10	hora11
478,249	566,812	632,902
hora12	hora13	hora14
696,759	700,763	648,343
hora15	hora16	hora17
591,682	566,613	581,770
hora18	hora19	hora20
570,018	553,032	448,753
hora21	hora22	hora23
212,207	119,591	99,218
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
29,205	447,534	348,697
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
51,455	-122,925	224,725
Invierno	eolica	hidraulica
202,898	-0,157	0,135
solar_fotovoltaico	nuclear	cogeneracion_y_resto
-0,258	0,094	10.295,000
termica_renovable	ultimo día	NG_HENRY_HUB5
0,587	0,142	496,179



DERECHOS_EMISIONES_CO25

336,577

Tabla 78–Coeficientes 3ºDía Ciclo Combinado

Independiente	hora01	hora02
-5.046,252	-78,579	-113,584
hora03	hora04	hora05
-102,599	-36,876	72,949
hora06	hora07	hora08
199,748	308,481	381,287
hora09	hora10	hora11
485,897	566,919	627,102
hora12	hora13	hora14
686,631	691,070	648,298
hora15	hora16	hora17
610,879	610,219	650,812
hora18	hora19	hora20
653,945	639,435	522,389
hora21	hora22	hora23
259,227	145,216	110,310
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
32,067	376,578	324,889
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
46,493	-125,385	247,558
Invierno	eolica	hidraulica
215,981	-0,161	0,127
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,226	-0,040	0.0925
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
10.267,000	0,633	0,000
NG_HENRY_HUB5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
491,841	334,255	

Tabla 79–Coeficientes 4ºDía Ciclo Combinado

Independiente	hora01	hora02
-5.069,196	-74,021	-107,701
hora03	hora04	hora05
-97,300	-37,492	59,237



hora06	hora07	hora08
169,612	268,744	340,247
hora09	hora10	hora11
445,245	528,024	590,321
hora12	hora13	hora14
653,263	662,195	621,331
hora15	hora16	hora17
581,440	572,299	598,429
hora18	hora19	hora20
589,685	569,959	462,168
hora21	hora22	hora23
222,264	125,886	101,508
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
44,760	364,389	375,803
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
67,558	-108,901	244,018
Invierno	eolica	hidraulica
218,015	-0,161	0,130
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,226	-0,039	0,083
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
10.374,000	0,491	0,147
NG_HENRY_HUB5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
498,934	331,466	

Tabla 80 –Coeficientes 5ºDía Ciclo Combinado

9. Carbón

Independiente	hora01	hora02
-12.515,293	-71,231	-111,245
hora03	hora04	hora05
-102,935	-86,425	-147,220
hora06	hora07	hora08
-322,578	-343,131	-269,592
hora09	hora10	hora11
-174,528	-88,456	-20,769
hora12	hora13	hora14
35,359	75,633	69,551
hora15	hora16	hora17
28,534	-47,333	-151,131
hora18	hora19	hora20



-225,153	-243,190	-222,142
hora21	hora22	hora23
-188,830	-52,852	52,759
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
-332,803	303,331	194,903
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
219,168	81,034	411,100
Invierno	eolica	hidraulica
390,807	-0,184	0,043
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,094	-0,084	-0,053
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
21.930,000	0,763	0,510
CARBON_FUTURO5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
134,464	519,730	

Tabla 81–Coeficientes 1ºDía Carbón

Independiente	hora01	hora02
-14.615,298	-124,508	-192,361
hora03	hora04	hora05
-182,317	-126,104	-123,970
hora06	hora07	hora08
-232,279	-153,915	-3,285
hora09	hora10	hora11
142,847	258,033	334,344
hora12	hora13	hora14
368,613	381,962	355,575
hora15	hora16	hora17
303,023	222,801	139,550
hora18	hora19	hora20
103,703	111,649	96,917
hora21	hora22	hora23
35,339	92,977	127,927
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
294,550	82,602	-281,472
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
273,738	66,365	617,210
Invierno	eolica	hidraulica
565,775	-0,258	-0,014
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear



-0.1269	-0,153	-0,093
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
25.092,000	1,573	0,282
CARBON_FUTURO5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
164,914	634,781	

Tabla 82 –Coeficientes 2ºDía Carbón

Independiente	hora01	hora02
-14.574,265	-139,415	-213,592
hora03	hora04	hora05
-202,105	-131,275	-101,187
hora06	hora07	hora08
-174,933	-58,897	116,219
hora09	hora10	hora11
275,831	396,878	472,783
hora12	hora13	hora14
494,377	493,249	457,093
hora15	hora16	hora17
399,066	318,225	248,858
hora18	hora19	hora20
233,959	255,048	227,030
hora21	hora22	hora23
127,835	151,606	156,158
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
501,211	-117,872	-244,029
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
344,982	60,518	656,722
Invierno	eolica	hidraulica
602,278	-0,275	-0,040
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0.1413	-0,159	-0,112
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
2,512	1,901	0,229
CARBON_FUTURO5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
167,232	632,250	

Tabla 83–Coeficientes 3ºDía Carbón



Independiente	hora01	hora02
-14.351,091	-147,065	-225,415
hora03	hora04	hora05
-214,721	-136,461	-92,085
hora06	hora07	hora08
-149,298	-19,365	161,417
hora09	hora10	hora11
321,799	442,411	516,590
hora12	hora13	hora14
531,117	524,148	486,379
hora15	hora16	hora17
431,093	356,911	302,666
hora18	hora19	hora20
304,364	335,223	300,193
hora21	hora22	hora23
179,154	182,193	169,290
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania
523,923	-184,419	-230,056
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
391,934	58,179	668,476
Invierno	eolica	hidraulica
633,022	-0,289	-0,055
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,141	-0,156	-0,119
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
2,510	1,970	0,207
CARBON_FUTURO5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
167,355	622,951	

Tabla 84–Coeficientes 4ºDía Carbón

Independiente	hora01	hora02
-14.037,581	-143,820	-221,798
hora03	hora04	hora05
-212,552	-139,614	-102,958
hora06	hora07	hora08
-167,373	-41,934	138,852
hora09	hora10	hora11
300,347	422,693	499,434
hora12	hora13	hora14
517,979	514,858	480,407
hora15	hora16	hora17



425,766	349,291	289,445
hora18	hora19	hora20
283,499	308,886	276,164
hora21	hora22	hora23
162,105	171,112	163,665
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania
550,533	-172,279	-190,869
Tipo Ninguno	Primavera	Verano
396,234	91,814	664,875
Invierno	eolica	hidraulica
639,936	-0,296	-0,052
solar_fotovoltaico	solar_termico	nuclear
-0,141	-0,164	-0,121
cogeneracion_y_resto	termica_renovable	ultimo día
2,495	1,801	0,234
CARBON_FUTURO5	DERECHOS_EMISIONES_CO25	
163,967	601,690	

Tabla 85–Coeficientes 5ºDía Carbón

10. Carbón

Demanda	hora01	hora02	hora03
3.333,590	-32,451	-100,861	-142,746
hora04	hora05	hora06	hora07
-172,004	-188,512	-239,854	-315,681
hora08	hora09	hora10	hora11
-362,737	-367,766	-341,854	-270,956
hora12	hora13	hora14	hora15
-192,960	-120,169	-51,318	-9,881
hora16	hora17	hora18	hora19
22,908	64,921	108,344	148,220
hora20	hora21	hora22	hora23
182,526	185,483	139,195	94,817
Tipo Portugal	Tipo Portugal-Alemania	Tipo Ninguno	Primavera
-368,051	-990,466	-1.094,996	470,147
Verano	Invierno	Ultimo día	`lon_-3_lat_42`
-289,472	934,442	0,551	-78,432
`lon_-2_lat_41.5`			



98,443

Tabla 86–Coeficientes 1ºDía Nuclear

Demanda	hora01	hora02	hora03
4.680,720	-68,679	-198,856	-282,588
hora04	hora05	hora06	hora07
-330,908	-349,177	-446,331	-593,900
hora08	hora09	hora10	hora11
-715,151	-786,688	-792,423	-717,583
hora12	hora13	hora14	hora15
-629,445	-535,469	-433,150	-349,545
hora16	hora17	hora18	hora19
-247,191	-114,175	38,687	164,821
hora20	hora21	hora22	hora23
214,894	220,111	163,612	95,946
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-151,750	-286,635	-1.106,600	-1.285,448
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
197,053	-552,463	972,889	0,250
`lon_- 3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
18,560	230,677		

Tabla 87–Coeficientes 2ºDía Nuclear

Demanda	hora01	hora02	hora03
4.880,644	-71,890	-212,139	-302,832
hora04	hora05	hora06	hora07
-354,697	-372,853	-477,727	-638,970
hora08	hora09	hora10	hora11
-774,627	-859,060	-871,193	-796,019
hora12	hora13	hora14	hora15
-706,424	-609,515	-501,784	-412,100
hora16	hora17	hora18	hora19
-298,466	-149,968	22,674	163,997
hora20	hora21	hora22	hora23
218,754	226,116	168,501	98,559
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-173,147	-0,351	-1.206,657	-1.304,248



Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
147,974	-586,713	999,463	0,200
`lon_- 3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
27,749	260,403		

Tabla 88–Coeficientes 3ºDía Nuclear

Demanda	hora01	hora02	hora03
5.190,732	-78,427	-230,746	-329,145
hora04	hora05	hora06	hora07
-385,462	-405,390	-519,149	-693,714
hora08	hora09	hora10	hora11
-840,201	-931,021	-943,433	-861,219
hora12	hora13	hora14	hora15
-763,412	-657,759	-540,610	-443,232
hora16	hora17	hora18	hora19
-320,317	-159,812	26,486	180,432
hora20	hora21	hora22	hora23
239,503	247,187	184,903	108,483
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-105,193	-63,168	-1.263,223	-1.353,508
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
178,604	-644,389	1.087,078	0,131
`lon_- 3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
29,560	280,745		

Tabla 89–Coeficientes 4ºDía Nuclear

Demanda	hora01	hora02	hora03
5.427,656	-84,746	-245,675	-349,490
hora04	hora05	hora06	hora07
-408,667	-430,003	-549,993	-733,033
hora08	hora09	hora10	hora11
-886,105	-980,420	-992,526	-905,290
hora12	hora13	hora14	hora15
-801,635	-689,368	-565,422	-461,945
hora16	hora17	hora18	hora19
-332,079	-163,080	32,147	192,465
hora20	hora21	hora22	hora23



253,492	260,563	194,160	112,544
Día laborable	Tipo Portugal	Tipo Portugal- Alemania	Tipo Ninguno
-84,179	-215,833	-1.322,271	-1.386,951
Primavera	Verano	Invierno	Ultimo día
204,728	-683,312	1.145,464	0,083
`lon_- 3_lat_42`	`lon_- 2_lat_41.5`		
35,512	290,725		

Tabla 90–Coeficientes 5ºDía Nuclear