

La propiedad y la gestión de la red de transporte en un entorno competitivo

Javier de Quinto Romero
Universidad San Pablo – CEU

E-mail: quirom@ceu.es

Julián López Milla
Universidad de Alicante

E-mail: j.lopez@ua.es

Resumen

Uno de los principales retos que ha de afrontar la liberalización del sector eléctrico es el de conciliar la libertad de entrada en la actividad de generación con la planificación vinculante de las redes básicas y, para ello, resulta esencial que la actividad de transporte se organice de una forma adecuada. En este trabajo nos vamos a preguntar cuál es la mejor fórmula para organizar la gestión y la propiedad de la red de transporte en un marco competitivo, analizando las ventajas e inconvenientes de dos alternativas opuestas (ISO frente a TSO), y teniendo en cuenta las enseñanzas que se pueden extraer de la experiencia de algunos países en los que se ha abordado la elección entre ambas opciones. Como consecuencia del análisis realizado, se argumenta a favor de integrar la gestión y la propiedad de los activos de transporte en una misma entidad, y se hace hincapié en la importancia de garantizar que las inversiones en redes se efectúen bajo unas condiciones que aseguren una retribución suficiente y un comportamiento eficiente por parte de la empresa que las acomete. Asimismo, indicamos algunos de los problemas que plantea la planificación de las redes de transporte en un entorno liberalizado y sugerimos algunas medidas que permitirían que el tendido de las líneas llegase hasta dónde fuera necesario y en el momento preciso.

Códigos JEL: L51, L52, L94

Palabras clave: *redes de transporte, operación del sistema eléctrico, separación de actividades, propiedad de las redes*

1. Introducción

Dentro de los procesos de liberalización que se vienen desarrollando en muchos países, es en el sector eléctrico donde se está produciendo una de las reestructuraciones más profundas, que ha supuesto una alteración radical del marco normativo y cambios muy notables en la organización de las actividades que llevan a cabo las empresas que operan en el mismo. En España, los elementos básicos del modelo en que se basa la actual regulación del sector eléctrico, con el objetivo de fomentar la competencia, son los siguientes¹:

- a. Separación (jurídica) de las actividades reguladas y las abiertas a la competencia.
- b. Libertad de entrada a las actividades en competencia.
- c. Planificación vinculante de las redes básicas (que llamamos “de transporte”).
- d. Acceso regulado de terceros a las redes. Para ello, los precios han de ser establecidos por algún agente que no sea propietario de la red, y se han de fijar tanto unos estándares de calidad y fiabilidad como unas condiciones de acceso (y de denegación del acceso) transparentes y predecibles (es decir, públicas y publicadas).
- e. Toda la demanda puede optar entre una tarifa regulada o acudir al mercado (en España, esto es así desde el 1 de enero de 2003).
- f. Tarifa integral y peajes de acceso (según el sistema de “tarifa postal”) únicos en todo el territorio nacional.
- g. Doble regulador: la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria y la Comisión Nacional de la Energía.
- h. Una multitud de “externalidades” que se repercuten al consumidor.

Sin embargo, resulta difícil conciliar la libertad de entrada en la generación eléctrica con la planificación vinculante de las redes básicas (los principios b. y c. a los que nos acabamos de referir)². Estas redes, además de constituir el soporte físico del mercado, sobre el que se ponen en contacto la oferta y la demanda, resultan fundamentales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro. También facilitan la gestión de los desequilibrios entre la oferta y la demanda de las diversas zonas, contribuyen a la reposición del servicio, y proporcionan señales que pueden condicionar la elección de los emplazamientos (tanto de los productores como de los consumidores).

Por otra parte, la existencia de una red suficientemente mallada e interconectada es condición necesaria pero no suficiente para que haya un mercado competitivo, de forma que todos los demandantes y todos los oferentes, siempre que compren y vendan a los precios de

¹ Véase Hunt y Suttlewoth (1996) para un planteamiento general, o Pérez Arriaga (1997) y Ariño y López de Castro (1998) para un análisis del caso español.

² Así se pone de manifiesto en De Quinto y López Milla (2006).

equilibrio, puedan ver atendidos sus planes de producción y/o consumo³. La existencia de una red adecuada también es condición necesaria para atender las obligaciones que se derivan del servicio público.

En este trabajo nos vamos a preguntar cuál es la mejor fórmula para organizar la gestión y la propiedad de la red de transporte en un marco competitivo, analizando las ventajas e inconvenientes de dos alternativas opuestas (ISO frente a TSO), y teniendo en cuenta las enseñanzas que se pueden extraer de la experiencia de algunos países en los que se ha abordado la elección entre ambas opciones. Asimismo, indicamos algunos de los problemas que plantea la planificación de las redes de transporte en un entorno liberalizado y sugerimos algunas medidas que permitirían que el tendido de las líneas llegase hasta dónde fuera necesario y en el momento preciso.

2. Alternativas para la propiedad y la gestión de la red de transporte

La liberalización del sector eléctrico sólo puede tener éxito si se dan, entre otras condiciones, las dos siguientes: en primer lugar, se ha de contar con procedimientos de operación del sistema muy eficientes, capaces de evitar que las características físicas de la electricidad hagan imposible la puesta en marcha de mecanismos de mercado; en segundo lugar, se debe disponer de una red de transporte mallada, bien extendida por toda la geografía, que no imponga demasiadas restricciones a las operaciones resultantes de la aplicación de dichos mecanismos de mercado. Ambas condiciones tienen que ver con la propiedad y la gestión de la red de transporte, y a ellas nos vamos a referir a continuación.

Es bien conocido que la electricidad no puede ser fácilmente almacenada, y que los desequilibrios que se producen en cualquier punto de una red de transporte interconectada pueden tener graves e inmediatas repercusiones sobre la calidad y la disponibilidad del suministro de energía eléctrica en el conjunto de la misma. Ello exige mantener un equilibrio permanente entre oferta y demanda, pues sólo de este modo es posible proporcionar un suministro fiable, que se adecue a los niveles de tensión y frecuencia requeridos. La forma más eficiente de lograr este resultado es a través de la operación centralizada del conjunto del sistema eléctrico. Pero la liberalización del sector eléctrico ha traído consigo la separación vertical de actividades antes integradas, y una mayor descentralización e independencia en los procesos de toma de decisiones. En muchos países (y España no constituye una excepción), se ha pasado de un régimen de despacho que internalizaba muchas de las limitaciones de las redes a otro en el que las operaciones se negocian al margen de ellas y, posteriormente, se adaptan a tales restricciones para que el suministro sea factible. Ello tiende a exigir cada vez más a unas redes que, al menos hasta

³ Véase Joskow y Schmalensee (1983).

1985, e incluso durante los 12 años posteriores, se diseñaron pensando en un marco organizativo bien distinto. En este contexto, resulta necesario que las infraestructuras de transporte sean capaces de atender a una demanda cambiante, que se abastece mediante un parque de generación cada vez más diversificado, y en el que tienen un peso creciente las instalaciones que producen electricidad a partir de fuentes renovables, cuya aportación es muy variable. A corto plazo, es la operación del sistema la que permite alcanzar este objetivo y hacerlo compatible con los resultados de los mercados. A largo plazo, hace falta que las decisiones sobre la ampliación de las infraestructuras de transporte se tomen teniendo en cuenta esos mismos condicionantes y que, al mismo tiempo, no se pierda de vista el hecho de que las propias decisiones sobre el desarrollo de la red influyen sobre el comportamiento de los agentes que operan en las actividades potencialmente competitivas.

Por tanto, la forma en que se organicen las actividades de operación del sistema y transporte de electricidad a alta tensión resulta muy relevante. En este ámbito, podemos distinguir dos alternativas opuestas: el ISO (*Independent System Operator*) y el TSO (*Transport System Operator*)⁴.

Se denomina TSO a una entidad que:

- a. Coordina la operación técnica del sistema eléctrico, dadas unas normas de seguridad
- b. Ejecuta la operación y organiza el mantenimiento de la red
- c. Es propietaria de todos o gran parte de los activos que componen la red
- d. Se encarga de la expansión de la red

Se entiende por ISO una entidad que sólo asume la primera de las citadas funciones, es decir, coordina la operación técnica de un sistema eléctrico, mientras que las restantes actividades son ejecutadas por otras empresas (denominadas “Wirecos” ó *Wire Companies*) (véase el cuadro1).

Cuadro 1. Funciones de los distintos tipos de entidades

Tipo de entidad	Operación del sistema	Mantenimiento de la red de transporte	Control de las inversiones en la red	Propiedad de las instalaciones de transporte
ISO	■		□	
Wireco		■	□	■
TSO	■	■	■	■

(●): Responsabilidad plena. (□): Responsabilidad compartida. Fuente: Arizu, Dunn y Tenenbaum (2002).

⁴ Ver de Quinto (2001).

tales casos se ha preferido la alternativa del TSO. El caso español es especial y supone una experiencia pionera: ya en 1985, y aunque existían diversas compañías verticalmente integradas (a las que se denominaba *subsistemas*), se creó un TSO participado por éstas.

Existen varios argumentos que avalan la superioridad del modelo TSO, al menos, cuando hablamos de compañías que operan en entornos liberalizados, como el que existe en España:

- o Desde el punto de vista económico, la integración de las actividades de transporte y operación del sistema tiene la ventaja de que permite aprovechar ciertas economías de alcance que no se pueden conseguir si ambas se realizan separadamente, así como otras sinergias resultantes de la gestión conjunta de los dos negocios (se evita la duplicidad de despachos, no es necesario arrendar las redes de comunicaciones,...). Cuando la separación del transporte y la gestión técnica del sistema conlleva la aparición de varios propietarios de redes tampoco es posible aprovechar al máximo las economías de escala que sí se pueden lograr si ambas actividades se realizan conjuntamente. Asimismo, la integración facilita la minimización de los costes que implica la coordinación entre los transportistas y el operador del sistema, y contribuye a optimizar la gestión financiera de la compañía que las desarrolla conjuntamente (se acumula un mayor volumen de activos que permite lograr mejores condiciones financieras). El resultado de todo ello es que la retribución puede ser más baja que la que exigiría el ejercicio de ambas actividades por separado, lo que repercute favorablemente sobre los consumidores, que abonan tarifas más reducidas.

- o Considerando la seguridad del sistema se aprecian beneficios muy claros, derivados tanto de la mayor facilidad para la coordinación del transporte y la operación, como del hecho de que el operador del sistema siempre va a conocer mejor las instalaciones que opera si son de su propiedad. Como resultado, la empresa que asume conjuntamente ambas actividades está más capacitada para gestionar los posibles riesgos de funcionamiento del sistema. A más largo plazo, la integración aporta la ventaja que supone disponer de la máxima información para la planificación de la red.

- o El ejercicio conjunto del transporte y la operación del sistema evita posibles conflictos entre las empresas que llevan a cabo ambas actividades, impide que se diluyan las responsabilidades, y permite eludir los problemas derivados de la disparidad de objetivos y la necesidad de supervisar conductas, que se plantean cuando propiedad y gestión están separadas (es decir, los típicos de la relación principal-agente). Además, los ISO suelen ser entidades sin ánimo de lucro, que cuentan con sistemas de gobierno muy complejos, y no es habitual que esta clase de organizaciones logre resultados exitosos cuando sus decisiones afectan a activos que no son de su propiedad y, por tanto, apenas están expuestas al riesgo (Joskow, 2001).

o Por último, la existencia de un TSO ofrece mayores garantías para el desarrollo de la red ya que, normalmente, éste asume la condición de “transportista de último recurso”. Con un ISO no suele existir esta figura, e incluso cuando la hay, la expansión de la red es, habitualmente, más lenta.

Los principales inconvenientes del modelo TSO aparecen cuando existen varios transportistas, pues se plantea la posibilidad de que el operador del sistema favorezca a la empresa que está vinculada a él y discrimine a las demás. No obstante, al optar por un ISO también pueden aparecer problemas derivados de la existencia de relaciones verticales. En este caso, serían los generados por la participación de las empresas de generación y distribución en la actividad de transporte pues, en algunos países, cuando la operación del sistema ha recaído en una entidad independiente, se ha permitido esa clase de vínculo (Arizu, Dunn y Tenenbaum, 2002). Sin embargo, con ello se otorgan ciertas ventajas a los grupos empresariales verticalmente integrados (como, por ejemplo, la posibilidad de programar el mantenimiento y las ampliaciones de la red del modo que más favorezca a la filial de generación del grupo).

Otro posible reparo al modelo TSO es la posibilidad de que fomente excesivamente la inversión en las redes: según cuál sea el régimen retributivo, el operador del sistema puede tender a favorecer las inversiones para acrecentar los ingresos de su actividad como transportista, aunque ello suponga un encarecimiento del suministro (por ejemplo, apoyando el tendido de nuevas líneas de alta tensión cuando resulta menos costoso poner marcha planes de gestión de la demanda o incentivar económicamente a los productores para que se ubiquen en otros lugares). Sin embargo, este riesgo también existe, aunque por otras razones, cuando se opta por un ISO, que puede estar interesado en imponer criterios de seguridad muy exigentes, con el fin de evitar que se le responsabilice por eventuales fallos del suministro, aunque ello incremente excesivamente los costes del resto de agentes que operan en el sistema.

Respecto al desarrollo de la red se presentan dos alternativas básicas: convocar concursos para la construcción y explotación de las instalaciones de transporte, o permitir que sea la empresa que desarrolla esta actividad en la zona la que se encargue de ello. En la primera de ellas, es la resolución del propio concurso la que suele proporcionar la retribución de las inversiones; en la segunda, se requiere contar con un régimen retributivo específico, establecido por la regulación, que remunere adecuadamente las inversiones y transmita los incentivos adecuados (no olvidemos que la actividad de transporte es un monopolio natural).

La primera opción tiene las ventajas de la imparcialidad (en principio, ninguno de los concursantes debe gozar de ventajas respecto a otros) y de la posibilidad de aprovechar los

beneficios de la concurrencia y la comparación, que suelen traducirse en ahorros de costes (al menos, a corto plazo). Pero este tipo de subastas también tiene inconvenientes. Con carácter general, y desde un punto de vista teórico, se ha señalado que el logro de tales ahorros de costes sólo es posible si se produce suficiente rivalidad entre los concursantes. Pero existen razones para pensar que puede no ser así. Si se permite la participación de las empresas que ya poseen instalaciones de transporte, es posible que muchos potenciales candidatos no concurren, pues tales compañías dispondrán de ventajas para ganar el concurso: la experiencia acumulada durante años puede permitirles reducir los costes de la actividad o acceder a información desconocida por los demás participantes⁵. Por consiguiente, será difícil que algún candidato consiga mejorar su oferta y, aunque así fuese, el ganador podría encontrarse con la desagradable sorpresa de haber presentado una propuesta demasiado buena (se trata de la llamada “maldición del ganador”). El problema es que si se prohíbe la presencia de las empresas que cuentan con esa experiencia se pueden perder los ahorros de costes que ella permite, y se reduciría el número de participantes, lo que impediría lograr resultados competitivos. Por otra parte, la posibilidad de que se establezcan acuerdos entre los posibles concursantes (mayor cuanto menor es su número) puede aminorar considerablemente la concurrencia hasta en aquellas subastas que, en principio, deberían contar con un gran número de participantes (Peacock y Rowley, 1972).

En el caso concreto del transporte de electricidad, a estos inconvenientes más generales se unen otros más específicos, como los derivados de fomentar la multipropiedad de la red (que no es deseable porque puede suponer la pérdida de economías de escala o crear problemas de coordinación), o los que pueden surgir si los concursos atraen a agentes que participan en actividades que se desarrollan aguas arriba o abajo del transporte, que pueden estar dispuestos a realizar las inversiones, aunque no recuperen costes, si con ello pueden situarse en una posición ventajosa en sus respectivos mercados.

Además, a la larga, los concursos socavan las ventajas del sistema TSO, con lo que se pierden eficiencias y economías de escala. Y es que uno de los méritos del modelo TSO es que tiene la capacidad de ser un interlocutor único y válido para el planificador de última instancia (en nuestro caso, la Administración Central), que no se va a fijar en la rentabilidad de cada instalación, sino en la del conjunto. Bajo un sistema de multipropiedad, y en determinadas circunstancias poco favorables, ese planificador se podría encontrar con que nadie está interesado en construir ciertas líneas o instalaciones.

Permitiendo que sean las propias empresas transportistas las que acometan las inversiones que consideren necesarias se soslayan estos inconvenientes, pero se ha de dar respuesta a una cuestión esencial: se debe establecer un régimen retributivo que fomente el

⁵ En Engelbrecht-Wiggans, Milgrom y Weber (1983) se reflexiona sobre el valor de la información en los concursos.

desarrollo de las infraestructuras de transporte, procurando que se haga al mínimo coste y sin que las redes se sobredimensionen. Los mecanismos de “regulación por incentivos” tratan de asegurar que las inversiones se ajustan a esos criterios. Los partidarios de este tipo de regímenes retributivos subrayan sus ventajas frente a los de “reconocimiento del coste del servicio”, a los que se atribuyen diversas limitaciones⁶. La fundamental es la que se refiere a su efecto sobre la política de inversiones de las compañías reguladas (“efecto Averch-Johnson”⁷), aunque también se suelen señalar otros, como la falta de estímulos que fomenten la eficiencia productiva (la empresa puede trasladar todos sus costes a los consumidores y, por tanto, no tiene incentivos para minimizarlos), el hecho de que sea necesario disponer de mucha información sobre la situación económica y financiera de las empresas sujetas a control (a éstas les resulta más fácil engañar al regulador), y las dificultades que surgen cuando una compañía opera tanto en entornos competitivos como en ámbitos en los que disfruta de poder de mercado (este problema no existe en el caso que nos ocupa porque los transportistas de electricidad no pueden participar en actividades potencialmente competitivas).

Con la “regulación por incentivos” no se han de plantear estos conflictos, ya que no existe la garantía de recuperar cualquier nivel de costes ni cabe la posibilidad de que aparezcan incentivos que animen a invertir más de lo que es compatible con el logro de la máxima eficiencia productiva. Además, si esta clase de regulación se aplica según sus postulados teóricos se fomenta la minimización de costes, se facilita el traspaso de las ganancias de eficiencia a los consumidores, y se reduce la probabilidad de que las empresas engañen al regulador porque éste apenas necesita información que sólo le puedan suministrar las propias compañías (tampoco se plantea el problema de asignar costes comunes cuando las empresas operan en mercados en los que existe distinto grado de competencia). Uno de los procedimientos más habituales para la “regulación por incentivos” es el que consiste en la aplicación de coeficientes del tipo IPC-X⁸. Este sistema fue sugerido por el profesor Stephen Littlechild en 1983 para restringir el crecimiento de las tarifas fijadas por British Telecom después de su transferencia al sector privado. Posteriormente, el gobierno británico lo ha utilizado para condicionar la actuación de otras compañías privatizadas, y en otros países, como Estados Unidos o Italia, también se ha empleado con el mismo fin⁹.

⁶ Los principios en que se basa la “regulación por incentivos” y sus ventajas frente al “reconocimiento del coste del servicio” se pueden encontrar en Sappington (1994) y Vogelsang (2002).

⁷ Véase Averch y Johnson (1962).

⁸ En Beesley y Littlechild (1989) y Braeutigam y Panzar (1993) se pueden hallar los fundamentos teóricos de los límites sobre precios (o ingresos medios) asociados a coeficientes del tipo (IPC-X).

⁹ La regulación IPC-X establece que el índice de precios obtenido a partir de una cesta compuesta por bienes y servicios suministrados por la empresa no debe registrar un crecimiento superior al que se obtiene restando a la tasa de inflación una cantidad X fijada por el organismo regulador. Por tanto, el precio medio de los bienes y servicios incluidos en esa cesta debe reducirse al menos un X por ciento en términos reales. El regulador revisa periódicamente el valor de X para adaptarlo a la situación del sector sometido a control. Al hacerlo, sólo debe tener en cuenta las previsiones sobre el crecimiento de los precios de los factores, la evolución de la demanda y los

Sin embargo, la utilización de este tipo de regulación ha puesto de manifiesto varios problemas, como la posibilidad de que la empresa trate de reducir los costes produciendo un bien o servicio de menor calidad (Haskel, 1994); la dificultad de ajustar adecuadamente la duración del intervalo temporal que transcurre entre dos revisiones de X, para lograr un equilibrio apropiado entre los intereses de los consumidores y la necesidad de fomentar las inversiones (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994); la imposibilidad de cumplir los plazos fijados cuando la Administración no ha sido capaz de lograr ese equilibrio, con la consiguiente ruptura del “compromiso regulatorio” y el riesgo de que, como resultado de la pérdida de confianza, se produzca una disminución de las inversiones en el futuro; y el hecho de que el procedimiento utilizado para revisar el valor de X pueda acabar conduciendo a una situación en la que el método recomendado por el profesor Littlechild se parezca bastante a una regulación basada en el reconocimiento de los costes, en cuyo caso se reproducirían los problemas que señalamos anteriormente (Heald, 1988)¹⁰.

En España se ha optado por un modelo TSO, de modo que una misma compañía, Red Eléctrica de España (REE), se encarga tanto de la operación del sistema como del transporte de electricidad. Además, como casi toda la red de alta tensión es de su propiedad, apenas existe el riesgo de que, como operador del sistema, favorezca sus propios negocios de transporte en detrimento del resto de empresas que participan en esta actividad. Por tanto, la elección del modelo TSO viene avalada por el hecho de que no cabe la posibilidad de que se produzcan los conflictos de intereses que constituyen su principal desventaja frente al modelo ISO.

En cuanto al desarrollo de la red de transporte, y aunque la actual Ley del Sector Eléctrico plantea la posibilidad de los concursos (en su artículo 36 establece que “las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de transporte podrán ser otorgadas mediante un proceso que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la Administración competente”), parece que, al menos hasta ahora, se ha descartado esta opción. Ello permite aprovechar mejor las ventajas del modelo TSO y evita los problemas que expusimos anteriormente.

cambios en la tecnología empleada en el proceso de producción. En cada ocasión, X se fija para un período concreto en el que se supone que no se va a modificar su valor.

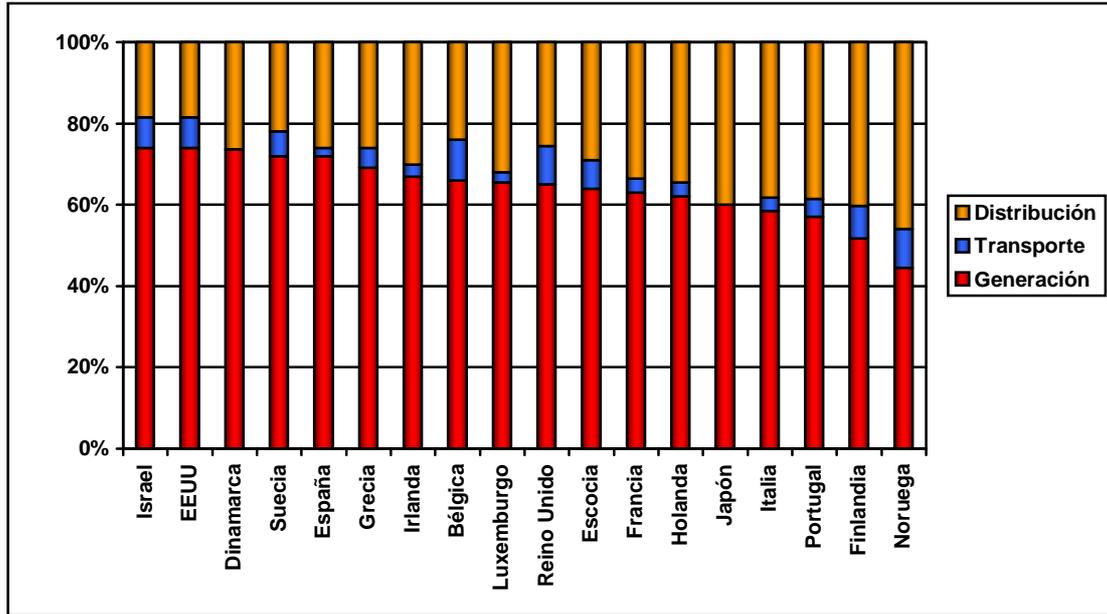
¹⁰ Ha habido muchos casos en que, a la hora de modificar el valor de X, los organismos que se encargan de la supervisión de los sectores regulados han tenido en cuenta el valor de los activos de la empresa, el coste de los bienes de capital y los beneficios conseguidos (Rees y Vickers, 1995). Sin embargo, para que el control de precios se ajustase al esquema propuesto por el profesor Littlechild sería necesario que, al fijar el valor de X, el organismo regulador no se viera influido por consideraciones sobre la situación financiera de la compañía pues, en ese caso, tendería a establecer límites que permitieran obtener un beneficio *razonable* (Sibley, 1989; Braeutigam y Panzar, 1993). En teoría, X solamente tendría que depender de previsiones sobre la evolución de las variables que reflejan el efecto de los cambios en factores externos a la empresa, como el crecimiento de la demanda o los avances tecnológicos. Además, si se acepta la influencia de otro tipo de variables, las necesidades de información del órgano regulador se incrementan, y esto puede acabar con una de las ventajas de los controles IPC-X.

La retribución de la actividad de transporte se fija anualmente por medio de un método establecido a través de un Real Decreto, lo que permite conocer de antemano el procedimiento que se va a utilizar y reduce la incertidumbre sobre la evolución de los ingresos. Este procedimiento se basa en valores unitarios que se aplican de forma homogénea y en un mecanismo de actualización que depende del incremento del IPC y del valor que toman unos factores (X e Y) determinados por el gobierno. El hecho de que se actualicen los ingresos a través de índices vinculados a la tasa de inflación sugiere la existencia de un cierto paralelismo entre esta clase de regulación y la basada en coeficientes del tipo IPC-X. Sin embargo, y de acuerdo con los argumentos que expusimos más arriba, para que la aplicación de este control regulativo se ajuste a los principios que se derivan de su planteamiento teórico, hace falta que exista una gran transparencia en la definición de todos los elementos que configuran el régimen retributivo y que el margen de discrecionalidad del que dispone la Administración y las incertidumbres sean mínimos. La escasa información pública existente sobre los criterios que se emplearon para fijar la base retributiva de la actividad de transporte cuando se comenzó a aplicar el nuevo sistema (en 1998)¹¹, o el hecho de que el gobierno se siga reservando la facultad de modificar los índices de actualización si se producen “variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas”, sin que se haya efectuado una definición precisa de las variables que se tendrán en cuenta a la hora de realizar estos cambios, plantean incertidumbres sobre la capacidad de la regulación actual para fomentar inversiones eficientes (si bien la existencia del TSO, en cuanto que actúa como transportista de última instancia, podría reducirlas). Además, al calcular la retribución de los “costes de inversión” que se atribuyen a las nuevas instalaciones se emplea una “tasa” más propia de un sistema de “reconocimiento de los costes del servicio”, establecida por la Administración sin que se haya justificado el criterio que se ha seguido, y expuesta igualmente a modificaciones si se producen “variaciones significativas en las magnitudes macroeconómicas”.

No obstante, y a pesar de los reparos que podemos poner al marco retributivo desde el punto de vista de la teoría económica, cabe señalar que en España la participación del transporte en el conjunto de costes del suministro es una de las más bajas de la Unión Europea (gráfico 1), así como las tarifas de acceso, que también se encuentran entre las más reducidas (gráfico 2), sin que ello haya supuesto una menor eficiencia o inversiones más limitadas (gráficos 3 y 4).

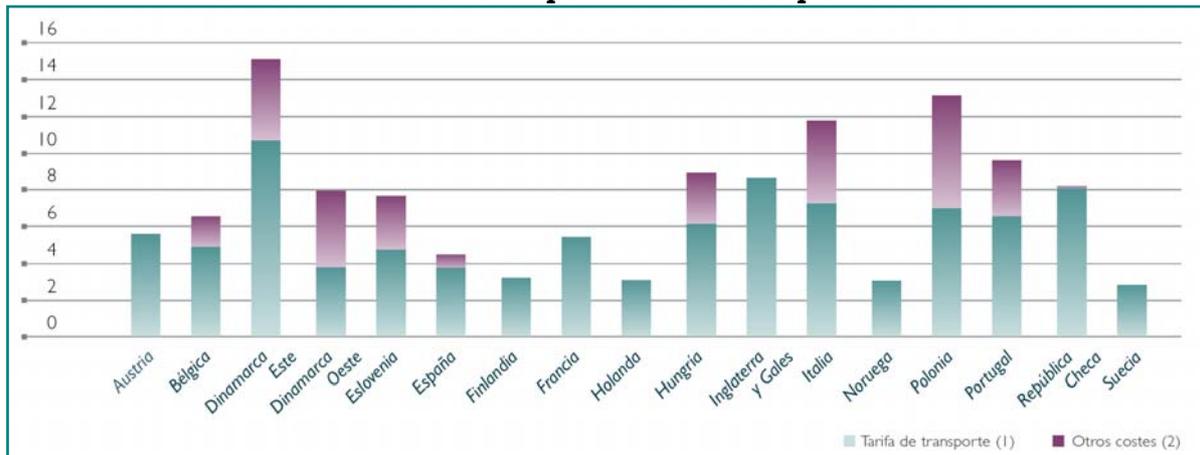
¹¹ Durante el período anterior, la retribución de REE dependía del nivel en que se situaba un porcentaje determinado anualmente por el gobierno, que nunca llegó a aprobar una disposición en la que figurase el procedimiento que se empleaba para calcular el importe que debía percibir esta compañía.

Gráfico 1. Participación del transporte en los costes del suministro



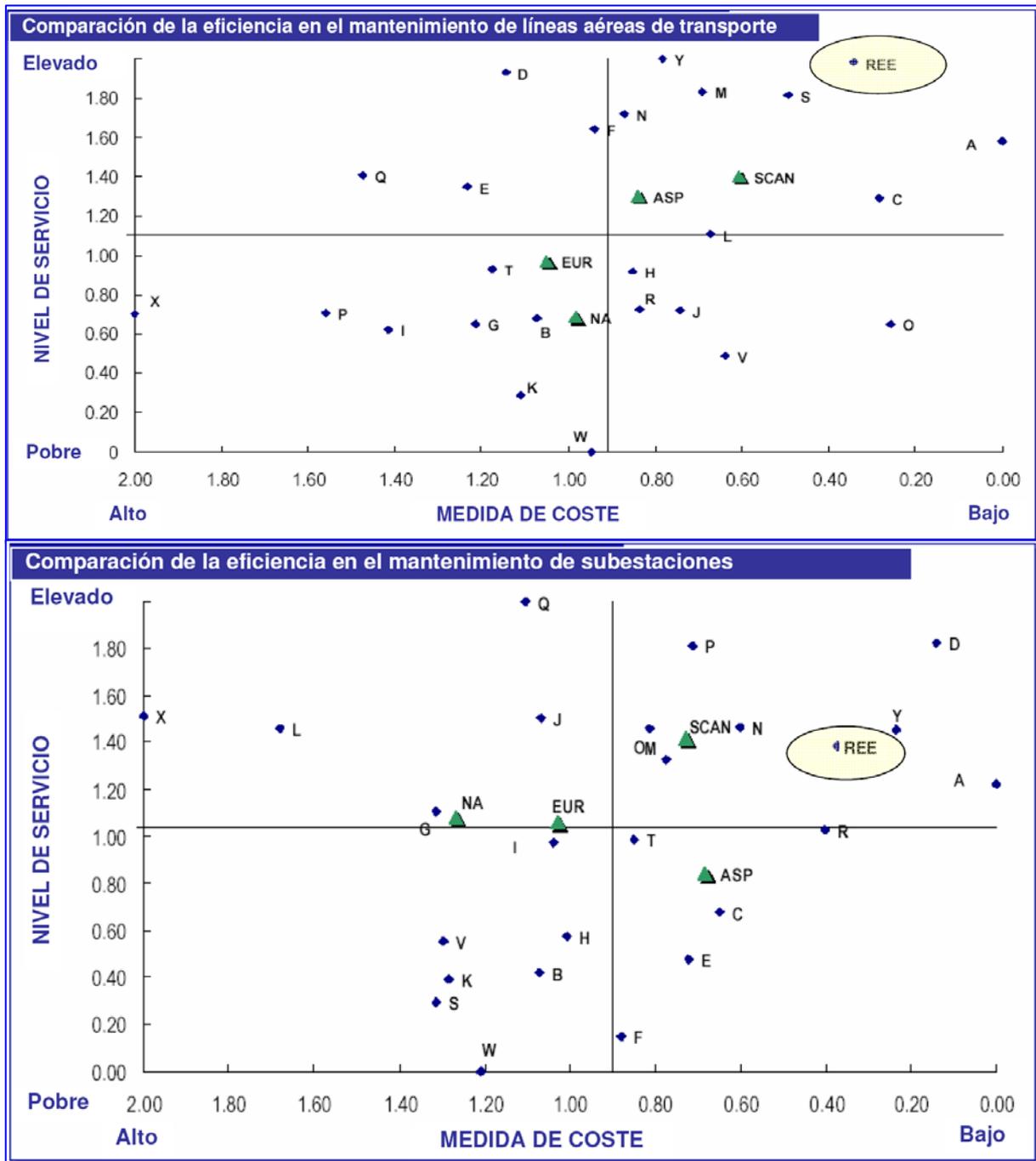
Elaboración propia a partir de IEA (2002).

Gráfico 2. Tarifas de transporte en diversos países de la UE (*)



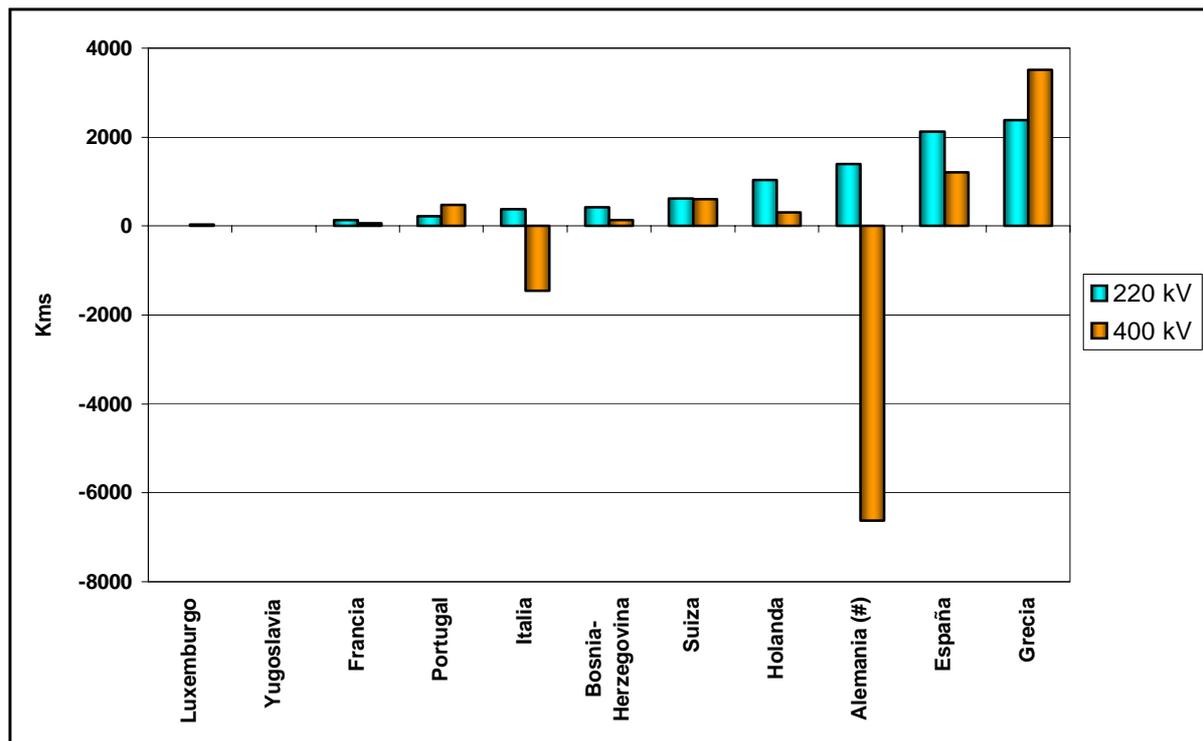
(*): Tarifas aplicadas a consumidores conectados a la red de transporte, con demanda máxima de potencia de 40 MW y 5.000 horas de utilización: €/MWh. (1): Costes relacionados con las actividades propias del TSO: infraestructura (costes de capital y costes operativos), pérdidas, servicios del sistema, congestiones. (2) Otros costes no relacionados directamente con los costes de transporte: costes de transición a la competencia, fomento de renovables, etc... Elaboración propia a partir de ETSO (2005).

Gráfico 3. Eficiencia en la gestión de la red de transporte (comparaciones internacionales)



Fuente: UMS Group (International Transmission Operation and Maintenance Study).

Gráfico 4. Evolución de la red de transporte en diversos países europeos (1998-2004) (*)



(*) Aumento de la longitud de los circuitos a 220 kV y 400 kV. (#): En Alemania, algunas líneas de la red de transporte se han desmantelado y otras han pasado a funcionar a tensiones inferiores. Fuente: UCTE (www.ucte.org).

La expansión de la red y la retribución han de mantener, necesariamente, una cierta relación. La metodología retributiva ha de enviar señales claras sobre cuál es el desarrollo de la red que resulta más conveniente, evitando efectos negativos tales como la infrainversión o la sobreinversión. En los sistemas eléctricos competitivos, los perjuicios derivados de la falta de inversiones se acrecientan pues, en tales casos, no sólo afectan a la seguridad del suministro: también pueden dificultar la entrada de nuevos agentes, o encarecer vía restricciones técnicas el precio del mercado, lo que impediría aprovechar los beneficios de la competencia. Por tanto, parece recomendable que igual que se procura mantener un determinado margen entre la potencia instalada en el parque de generación y la demanda máxima de potencia, se intente lograr también que exista un cierto exceso de capacidad de transporte. Todo ello, sin olvidar la necesidad de evitar la sobreinversión en las redes (la construcción de instalaciones destinadas a proporcionar el exceso de capacidad antes citado no debería ser considerada sobreinversión) a través de un régimen retributivo que genere incentivos para un comportamiento eficiente, tal y como indicamos anteriormente.

3. La necesidad de planificar la expansión de las redes eléctricas

Cuando las actividades de generación y comercialización se desarrollan en un marco competitivo, la planificación y la consiguiente inversión en las redes de transporte, que no

tienen por qué afectar de forma homogénea a los distintos agentes del sistema, son capaces de influir sobre su capacidad para competir en dicho entorno. Por ello, el responsable último de la planificación no debe ser ni el propietario ni el gestor de la red (que han de ser y parecer neutrales), sino alguien por encima de ellos: el gobierno o un regulador independiente.

En términos generales, el planificador debe:

- a. Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte.
- b. Proporcionar un plan de desarrollo de la red.
- c. Garantizar la homogeneidad en la calidad de servicio básica.
- d. Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red con las menores restricciones posibles.
- e. Asegurar la coherencia global de la red, espacial y temporal.

Si existe libertad para invertir sin que haya una planificación global de las inversiones, cabe la posibilidad de que aparezcan redes sub-óptimas. Ni siquiera desagregando las decisiones de desarrollo de la red en territorios exclusivos de “n” empresas en régimen de no concurrencia se obtiene una solución óptima desde el punto de vista económico, ya que la agregación de “n” óptimos no tiene por qué ser igual al óptimo del sistema en su conjunto. De aquí la necesidad de que el desarrollo de la red se haga bajo un sistema de planificación general de la misma¹².

Teniendo en cuenta que el principal objetivo de la planificación debe ser la seguridad del sistema, minimizando el coste de las inversiones, parece razonable sugerir que la postura del agente que desempeñe esta función ha de ser la de favorecer el desarrollo de las redes, siempre y cuando el coste de la inversión a acometer sea inferior a los costes (por riesgos de fallo, pérdidas, restricciones técnicas,...) que se puedan evitar con ella. Entre estos últimos, debemos incluir los derivados de los fallos que podrían impedir un correcto funcionamiento del sistema (ocasionados por la falta de capacidad de las redes o porque el escaso desarrollo de las mismas desincentive otras inversiones), pero también los ahorros derivados de aquellas inversiones que pueden no ser necesarias si se refuerzan las redes (por ejemplo, cuando la construcción de una nueva línea altera los flujos eléctricos y ello permite que ya no sea imprescindible instalar una central en un lugar determinado), o los beneficios derivados de un mejor funcionamiento de los mecanismos de mercado (reforzando la red se pueden minimizar las restricciones que obligan a modificar los resultados de la negociación entre los agentes para adaptarlos a las posibilidades técnicas).

¹² Ver Newbery (2002) o Atienza y de Quinto (2003) para el caso español.

El crecimiento de la red de alta tensión en España, al menos desde 1985, se ha venido haciendo de una forma dirigida y, aparentemente, con resultados eficientes desde un punto de vista dinámico. Aunque no es objeto de este trabajo realizar tal valoración, parece que la actual red de transporte, sin ser una "red ideal", es suficiente para proporcionar una calidad de servicio más que aceptable, con unos niveles de pérdidas muy bajos (al menos en lo que atañe al sistema peninsular español).

4. Los problemas de la planificación y el desarrollo de la red

Los tiempos de instalación de una central eléctrica de ciclo combinado de gas, o de una instalación industrial capaz de consumir grandes cantidades de electricidad son cada vez más cortos, y en muchos casos ya resultan netamente inferiores a los plazos que conlleva el tendido de líneas eléctricas.

Hay varios motivos que explican posibles demoras en los tendidos de redes. Uno es que el desarrollo de tales infraestructuras alcanza más territorio que una central eléctrica o una instalación industrial, que afectan a un área geográfica más reducida. Hay que tener en cuenta que el mapa de España está plagado de zonas de alto interés ecológico y medioambiental, y ello obliga a optar por unos trazados que suelen alargar notablemente los plazos de ejecución de las inversiones. También debemos ser conscientes de que los trámites administrativos que se han de realizar para poder iniciar las obras son crecientemente complejos y lentos. Otro motivo es que el uso conjunto de "pasillos" (como, por ejemplo, las líneas de ferrocarril) suele ser desaconsejable (o al menos está muy limitado) por motivos de seguridad. Además, conviene tener presente que no suele existir una conciencia social de la necesidad de tales tendidos, por lo que (a diferencia de lo que ocurre con las carreteras), las oposiciones suelen ser importantes.

Por tanto, conocer con antelación lo que va a ocurrir con la generación y el consumo de electricidad resulta fundamental para realizar una planificación adecuada y acometer las inversiones necesarias. Como no se trata de una tarea fácil (puede resultar más sencilla cuando se hace de forma agregada, pero es una labor muy compleja cuando requiere centrarse en zonas concretas del territorio) y, en cualquier caso, está sujeta a incertidumbres y errores, los agentes que compiten en los mercados eléctricos deben contar con el riesgo de que la expansión de la red no llegue a tiempo. Así pues, resulta necesario que todos los agentes supediten sus decisiones a las directrices establecidas por una planificación vinculante y, consecuentemente, hay que promover reformas que simplifiquen y fuercen los trámites para ejecutar tales tendidos en plazos razonables.

Mapa 1. Limitaciones ambientales sobre el desarrollo de la red de transporte



Elaboración propia

A finales de 2005, y sólo en la España peninsular, las solicitudes para instalar ciclos combinados alcanzaban los 60.803 MW de potencia, a los que se han de añadir 34.437 MW adicionales en centrales eólicas. Comparando estas cifras con las del parque actual, que no llega a ofrecer de forma efectiva más de 60.000 MW, nos podemos hacer una idea del enorme reto que supone la incorporación de todas estas instalaciones de generación para la red de transporte y la operación del sistema. Obviamente, muchos de los proyectos que han solicitado su conexión a la red no se llegarán a construir ni siquiera a medio plazo, pero resulta prácticamente imposible saber cuáles serán. Ello introduce grandes incertidumbres en la planificación del diseño y la expansión de las instalaciones de transporte, que se podrían reducir si se obligara a los solicitantes a asumir algún tipo de compromiso legal y económico a partir del momento en el que se pide la conexión a la red.

Hay que hacer hincapié en que no se trata solamente de una cuestión de cantidad (esto es, del volumen de inversiones que se ha de acometer): también estamos hablando de prioridades y del diseño de la red. En el caso de la electricidad, la ubicación de cada central de generación resulta fundamental, pues los flujos de energía a lo largo del país y, por tanto, las necesidades de nuevas infraestructuras y de refuerzos de las ya existentes, serán radicalmente diferentes si, por ejemplo, se construye (o no) una central en una determinada ubicación.

Si este elevado número de proyectos de generación eléctrica se llevara adelante, también se plantearía el problema de la capacidad de evacuación disponible en algunos nudos, ya que nos encontraríamos con casos en los que sería inferior al total de la potencia que podrían poner en ellos los productores necesitados de los mismos (esta es la situación que se da, por ejemplo, en el nudo de Escombreras, donde actualmente existen 3.200 MW

instalados y sólo 1.900 MW de capacidad de evacuación). Ello traería consigo la aparición de congestiones (restricciones técnicas), que impedirían que pudiéramos contar con toda la potencia disponible en caso de necesidad y distorsionarían los resultados de las operaciones casadas en el mercado (pues sería necesario ajustar el despacho para garantizar su viabilidad técnica). En un contexto competitivo, ello puede afectar de forma asimétrica a los distintos agentes que operan en el mercado, influyendo de un modo muy dispar sobre sus estrategias de negociación en el mismo y sobre sus posibilidades de recuperar las inversiones. En cualquier caso, parece necesario que los agentes estén previamente advertidos de la existencia de este tipo de riesgo, y la planificación puede enviar señales muy claras al respecto.

Finalmente, hay señalar que la regulación eléctrica española ha optado por repartir las pérdidas proporcionalmente entre todo el consumo. Aunque este sistema tiene la ventaja de la sencillez, debemos hacer hincapié en que si se aplicase un procedimiento que permitiera atribuir a cada agente (oferente o demandante) sus pérdidas específicas, se generarían incentivos para que tanto los productores como los consumidores se ubicasen allí dónde se minimizan éstas, y ello haría que las necesidades de infraestructuras fueran mucho más previsibles, facilitando su planificación, a la vez que disminuirían los costes del sistema.

Hay países, como en Nueva Zelanda o en el estado de Victoria, en Australia, en que para resolver el problema que se está planteando, se subastan los emplazamientos de las nuevas instalaciones de generación (previamente seleccionados por el regulador para optimizar el funcionamiento del sistema), pero en el caso español, es muy probable que agilizando y forzando los trámites para el desarrollo de la red, comprometiendo económicamente a los agentes que soliciten conexión, y haciendo que cada uno asuma sus pérdidas, se resolviesen buena parte de las incertidumbres que hemos señalado. En el siguiente apartado vamos a tratar algunas de estas cuestiones más detalladamente.

5. Posibles señales de localización en la red

Podemos clasificar este tipo de señales en tres grupos:

- a. Las que se transmiten asignando los costes económicos a aquellos agentes que los generan (señales económicas).
- b. Las que tratan de conseguir que la ubicación en la red no entre en conflicto con las posibilidades de la misma (señales de capacidad).
- c. Las que proporcionan a los agentes la información necesaria para minimizar la incertidumbre que afecta a los riesgos en que éstos incurren (señales informativas).

Con respecto a las primeras, cabe indicar que la normativa actual (concretamente, el Real Decreto 1955/2000) ya prevé la aplicación de señales de pérdidas, de modo que únicamente se trataría de poner en marcha un mecanismo ya establecido. La utilización de esta clase de señales podría influir notablemente en los resultados de la casación de ofertas en el mercado mayorista, ya que el orden de mérito se vería afectado por la internalización de los costes asociados a las pérdidas correspondientes a cada instalación. Pero el mismo argumento nos vale en sentido contrario: la ausencia de tales señales provoca que, en la actualidad, haya unidades que puedan presentar sus ofertas ignorando una parte de los costes que provoca su puesta en marcha, mientras otras no puedan aprovecharse de su contribución a la reducción de las pérdidas medias del sistema, y ello no parece compatible con un régimen de libre competencia como el que existe en la actualidad. Para hacernos una idea de la magnitud de estos costes, podemos considerar, por ejemplo, los datos proporcionados por Red Eléctrica de España en su página web, donde se comprueba que a partir del cálculo de unos coeficientes marginales de pérdidas en nudos de generación representativos del sistema eléctrico español, se obtiene desviaciones de más del 10% entre unas centrales y otras.

Dentro de las señales económicas podemos incluir también las derivadas de las restricciones existentes en la red de transporte. Como es bien conocido, actualmente, el mecanismo de resolución de congestiones es el de redespacho, cuya regulación se ha modificado recientemente para corregir algunos fallos de la normativa anterior. Este procedimiento se traduce en variaciones del nivel de producción asignado a cada agente, y no afecta al precio que perciben los que se ven afectados por el mismo (las unidades que se retiran dejan de participar en la cobertura de la demanda, y las que se incorporan reciben el importe exigido en su oferta). Además, el coste adicional originado por el redespacho sólo se repercute a los consumidores, entre los que se hace un simple reparto del mismo. El hecho de que no se atribuya ese coste a los distintos agentes (oferentes o demandantes), según su responsabilidad en la aparición de las congestiones conlleva, indudablemente, alguna pérdida de eficiencia económica. A nuestro juicio, se requeriría, como mínimo, que la existencia, más o menos sistemática, de congestiones tuviera alguna influencia sobre los cobros de los productores por garantía de potencia, ya que se está comprometiendo la capacidad del parque de generación para hacer frente a la demanda en determinados momentos. Ello exigiría también que se habilitase un buen sistema de señales informativas para que los nuevos productores pudieran conocer la posible aparición de tales congestiones. De este modo, la transmisión de las señales derivadas de las congestiones existentes en la red de transporte no sólo tendría una finalidad económica: también serviría para reflejar los límites de capacidad de la misma.

Las actuales tarifas de red, que sólo abonan los demandantes, no contienen ninguna señal de localización, de modo que no incluyen ningún mecanismo mínimamente eficiente

para asignar las responsabilidades en el coste de ampliación de las redes, ni para trasladar a los usuarios de las mismas sus límites de capacidad. En Pérez Arriga (2005: 409) se presentan los resultados de la aplicación de un algoritmo que asigna el coste de la red de transporte entre sus usuarios, en función de la utilización que hace cada uno de la misma. Para los generadores, se obtiene un cargo medio de 2,3 €/MWh, con un intervalo que oscila entre 0 y 11 €/MWh (una vez eliminados algunos valores atípicos). Aunque estos datos no son más que el fruto de la aplicación de uno de los diversos algoritmos posibles, y podrían variar si se emplease otro, nos dan una idea de la relevancia de la cuestión que estamos tratando. Es por ello que, nuevamente, volvemos a insistir en la necesidad de corregir este tipo de desviaciones, que pueden estar introduciendo distorsiones significativas en los resultados del mercado y son, desde luego, incompatibles con un entorno competitivo.

Por otra parte, debemos hacer hincapié en que las tarifas de red también pueden ser usadas como vehículo para enviar señales sobre las localizaciones que no plantean problemas de capacidad de transporte. Desde este punto de vista, las tarifas pueden contemplar la posibilidad de que los nuevos generadores efectúen pagos más elevados cuando su incorporación al sistema obliga a reforzar la red.

6. Conclusiones

En este trabajo se han analizado algunos de los problemas planteados por la gestión de las redes de transporte y del conjunto del sistema eléctrico en el contexto del proceso de liberalización que viene experimentando este sector. Se ha defendido el modelo TSO como la forma óptima de organización de ambas actividades, y se han examinado las principales dificultades que conlleva la planificación de las infraestructuras de transporte en un marco regulador que establece la libre entrada en la actividad de generación. Asimismo, se ha hecho hincapié en la necesidad de garantizar que las inversiones destinadas a ampliar y reforzar las redes se efectúan bajo unas condiciones que aseguran una retribución suficiente y un comportamiento eficiente por parte de la empresa que las acomete pues, en caso contrario, se podría perjudicar tanto la seguridad del suministro como la liberalización de las actividades potencialmente competitivas.

Para resolver los problemas detectados, se ha propuesto reforzar los procedimientos de planificación, con el fin de garantizar que las redes se desarrollan en las zonas y los plazos previstos, y mejorar las señales informativas, para que los agentes puedan tener un mayor conocimiento de los riesgos que asumen. También se ha defendido la introducción de señales de localización, que permitan atribuir los costes a los agentes que son responsables de ellos y evitar que se tomen decisiones que pueden acabar provocando problemas de capacidad en el sistema.

Además de estas medidas, convendría estudiar otras que permitiesen mejorar la integración en el sistema eléctrico de la llamada “generación no gestionable”, tanto en lo que se refiere a los requisitos técnicos exigidos a las instalaciones como en lo relativo a su conexión a la red. Asimismo, parece razonable que, dentro de las dificultades que plantea su gestión, se maximicen todas las posibilidades de conseguir un mayor control de la misma.

No podemos dejar de referirnos a la conveniencia de establecer algún tipo de incentivo económico para el operador del sistema, que le anime a minimizar las pérdidas, a mejorar la gestión de los servicios complementarios y a resolver eficazmente las restricciones técnicas, sin que nada de ello suponga mermas en la seguridad del sistema. Siguiendo las sugerencias de la propia REE, recogidas en Pérez Arriaga (2005: 436), se podría aplicar un mecanismo sencillo consistente en dejarle retener una parte de los beneficios derivados de una mejor gestión, a cambio de obligarle a sufragar una determinada fracción de las pérdidas económicas originadas por una posible mala gestión. Lo más difícil sería determinar cuál es el umbral a partir del que este procedimiento funciona en un sentido o en otro, y es por ello que, al menos inicialmente, sería aconsejable que estos incentivos tuvieran un peso reducido.

Un tema que no se ha abordado, aunque nos parece muy relevante y entendemos que debe ser objeto de un análisis en profundidad, es el relativo a la posible participación del TSO en el control del ejercicio de poder de mercado, que puede afectar negativamente tanto a la seguridad del sistema eléctrico como a la posibilidad de llevar a cabo una gestión eficiente del mismo. Las compañías que disponen de poder de mercado pueden ejercerlo dejando de ofrecer una parte de su capacidad de generación, y ello puede comprometer la estabilidad del suministro. También son capaces de condicionar las señales que transmiten los precios, con lo que se pueden producir ineficiencias en el despacho y distorsiones en las decisiones de inversión. Además, la alteración de las señales que envían los precios puede provocar que resulte más difícil valorar las condiciones del sistema y ello aumenta los riesgos de operación. Por otra parte, si el TSO está expuesto, a través de un mecanismo de incentivos como el que se acaba de proponer, a los costes derivados de un aumento de las pérdidas o del encarecimiento de los ajustes necesarios para evitar congestiones, el ejercicio de poder de mercado también puede afectar negativamente a sus ingresos, de modo que será el primer interesado en impedir que se ejerza dicha capacidad. En consecuencia, y por razones muy diversas, parece razonable que el TSO contribuya a limitar el ejercicio del poder mercado. Además, teniendo en cuenta las funciones que desempeña en el sistema eléctrico, puede ser el agente al que le resulte más fácil obtener alguna de la información necesaria para llevar a cabo esa labor.

Bibliografía

- Arizu, B.; Dunn, W.H. y Tenenbaum, B. (2002): *Transmission System Operators – Lessons From The Frontlines*. Energy & Mining Sector Board Discussion Paper Series Paper n°. 4, junio. Washington, D.C.: World Bank.
- Armstrong, M.; Cowan, S. y Vickers, J. S. (1994): *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience*. Cambridge: The MIT Press.
- Ariño, G. y López de Castro, L. (1998): *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*. Madrid: Montecorvo.
- Atienza, L. y de Quinto, J. (2003): *Regulación para la competencia en el sector eléctrico español*. Documento de Trabajo n° 10. Madrid: Fundación Alternativas.
- Atienza, L. y de Quinto, J. (2004): *Regulación para la competencia en el sector del gas natural en España*. Documento de Trabajo n° 55. Madrid: Fundación Alternativas.
- Averch, H. y Johnson, L. L. (1962): “Behavior of the firm under regulatory constraint”, *American Economic Review*, vol. 52, diciembre: 1052-1069.
- Beesley, M. E. y Littlechild, S. C. (1989): “The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom”, *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, n° 3: 454-472.
- Braeutigam, R. R. y Panzar, J. C. (1993): “Effects of the change from rate-of-return to price-cap regulation”, *American Economic Review*, vol. 83, n° 2: 191-198.
- De Quinto, J. (2001): *Revisión del marco regulador de las actividades de Red Eléctrica de España*. Cuadernos de regulación y políticas públicas. Granada: Comares – Fundación de Estudios de Regulación.
- De Quinto, J. y López Milla, J. (2006): Los problemas de desarrollar las redes de transporte en un entorno competitivo”, *I Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética*, Madrid, 16-17 de enero.
- Engelbrecht-Wiggans, R.; Milgrom, P. R. y Weber, R. J. (1983): “Competitive bidding and proprietary information”, *Journal of Mathematical Economics*, vol. 11: 161-169.
- ETSO (2005): *Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004*. Bruselas: European Transmission System Operators, disponible en <http://www.ets-net.org/upload/documents/08-04-05%20Synthesis%202004%20FINAL%20%20.pdf>
- Haskel, J. (1994): “Privatisation: profit and loss”, *New Economy*, vol. 1, primavera: 74-78.
- Heald, D. (1988): “The United Kingdom: Privatisation and its political context”, *West European Politics*, vol. 11, n° 4: 31-48.
- Hunt, S. y Shuttleworth, G. (1996): *Competition and choice in electricity*. Nueva York: Willey.
- IEA (2002): *Security of supply in electricity markets*. París: International Energy Agency.

- Joskow, P. L. y Schmalensee, R. (1983): *Markets for power: An analysis of electric utility deregulation*. Cambridge: MIT Press.
- Joskow, P. L. (2001): *Regional Transmission Organizations: Don't Settle For Nth Best (N >> 1)*. Presentación disponible en http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=552
- Newbery, D. M. (2002): "Regulating Unbundled Network Utilities", *Economic and Social Review*, vol. 33, n° 1: 23-42.
- Peacock A. T. y Rowley, Ch. K. (1972): "Welfare economics and the public regulation of natural monopoly", *Journal of Public Economics*, vol. 1: 227-244.
- Pérez Arriaga, J. I. (1997): "Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica", *Revista de Economía Industrial*, n° 316: 27-42.
- Pérez Arriaga, J.I. (2005): *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
- Rees, R. y Vickers, J. S. (1995): "RPI-X price cap regulation", en Matthew Bishop; John Kay y Colin Mayer (eds.), *The regulatory challenge*. Nueva York: Oxford University Press, 358-387.
- Sappington, D. E. M. (1994): "Designing incentive regulation", *Review of Industrial Organization*, vol. 9, n° 3: 245-272.
- Sibley, D. (1989): "Asymmetric information, incentives and price-cap regulation", *The RAND Journal of Economics*, vol. 20, n° 3: 392-404.
- Vogelsang, I. (2002): "Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, n° 1: 5-27.