

## «Análisis de la regulación de los peajes de transporte en el sistema eléctrico»

A partir del 1 de enero de 2003 todos los consumidores de energía eléctrica pueden optar entre contratar en el mercado liberalizado, ya sea directamente o a través de comercializadores, o permanecer sujeto a tarifa regulada. La relevancia que esta circunstancia pueda tener para el futuro del sistema eléctrico y para los agentes implicados va a depender en gran medida de las remuneraciones establecidas para los peajes eléctricos. En este artículo se analiza la regulación vigente y sus antecedentes, poniendo de manifiesto las limitaciones del actual esquema para enviar señales económicas adecuadas sobre la localización y volumen de las inversiones futuras en expansión de la red.

*Energia elektrikoaren kontsumitzaile guztiek, 2003ko urtarrilaren 1etik aurrera, aukera izango dute merkatu liberalizatuan, zuzen edo merkatu eragileen bidez, kontratazeko edo salneurri arautuko merkatuan jarraitzeko. Gertakari honek sistema elektrikoaren etorkizunean eta alorreko eragileengan izango duen garrantzia, neurri handi batean, bidesari elektrikoetarako ezarriko diren ordainketen araberakoa izango da. Artikulu honetan, indarrean dagoen arautzea eta beraren aurrekariak aztertu dira eta agerian utzi sarearen hedaduran etorkizunean egingo diren inbertsioen kokatzeari eta bolumenari buruz oraingo eskemak seinale ekonomiko egokiak bidaltzeko dituen mugak.*

Since January 1st, 2003, any consumer of electric power may opt between contracting in the liberalized market, directly or through power marketers, or staying in the tariff-regulated market. The relevance of this fact for the power system development, and for the implied agents, will depend to a great extent on the structure and level of the transmission charges. In this paper we study the present regulation, and its antecedents. We argue that the current scheme does not facilitate the emission of economic signals about location and volume useful for future investments in network expansion.

## ÍNDICE

1. Introducción
  2. Clasificación de las tarifas de acceso
  3. Regulación actual de las tarifas de acceso a redes en España
  4. Los peajes eléctricos en el ámbito europeo
  5. Conclusiones
- Referencias bibliográficas

Clasificación JEL: L51, L94, L98

### 1. INTRODUCCIÓN

El 1 de enero de 2003 se abre una etapa decisiva en el proceso de liberalización del sector eléctrico. En esa fecha todos los consumidores de electricidad pasan a tener la condición de cualificados, pudiendo escoger de entre las distintas ofertas de suministro eléctrico que recibían, aquella que les resulte más atractiva. Decimos que se abre una nueva etapa y no que se cierra el proceso de liberalización porque la propia evolución de éste, ha demostrado que la posibilidad teórica de acceder al mercado no implica la desaparición del sistema basado en el monopolio regional regulado.<sup>1</sup>

El camino desde la promulgación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del sector eléctrico (LSE), no ha estado exento de vicisitudes. Frente a las previsiones normativas iniciales que contemplaban el libre acceso al mercado para todos los consumidores en el año 2007, el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, aceleró el proceso de liberalización y estableció el que hasta hoy ha sido el calendario definitivo.

La importancia del régimen de peajes de acceso a las redes y su impacto sobre el desarrollo del mercado, se pusieron de relieve ya en los trabajos previos a la LSE, en los que se incidía en la necesidad de articular una redacción que no excluyese la posibilidad de establecer peajes diferenciados en función del coste real impu-

---

<sup>1</sup> En la actualidad, solamente acude al mercado el 25 por 100 del total del consumo liberalizado.

table a cada transacción, especialmente en el caso de las de naturaleza bilateral (CNE, 1997, 2001b).<sup>2</sup> Esta opción presenta, sin embargo, problemas ya que podía utilizarse para discriminar entre diferentes usuarios. El riesgo de que ello ocurra será mayor en presencia de formas débiles de separación entre actividades. En el caso español, el requisito de separación jurídica entre actividades reguladas y aquellas abiertas a la competencia podría generar incentivos para que las actividades reguladas discriminen positivamente a empresas pertenecientes a un mismo propietario.

Para alcanzar los resultados perseguidos con la liberalización, el desarrollo de la regulación del acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad debía correr paralelo al propio proceso de apertura del mercado. El Real Decreto 2016/1997 de 27 de diciembre, por el que se aprobó la tarifa eléctrica para el año 1998, reguló por vez primera los peajes o tarifas por acceso a redes, con el objeto de permitir el acceso al mercado a aquellos consumidores que a partir del 1 de enero de 1998 tuvieran la condición de cualificados. La estructura de los mismos era simétrica a la de la tarifa integral,

desagregando para cada modalidad tarifaria el importe de los peajes correspondientes. Como se puede observar en el cuadro 1, los peajes presentaban una disposición en cascada, de forma que la cuantía de los costes reconocidos a las actividades de transporte y distribución oscilaba entre un máximo del 47-50 por 100 del coste total del suministro para las tarifas en baja tensión y un mínimo del 21 por 100 para los grandes consumidores o tarifa G4.

Con esta primera regulación los peajes por transporte representaban, en promedio, un 40 por 100 del coste del suministro eléctrico, lo que en términos comparativos nos coloca como uno de los países con tarifas de transporte más elevadas.<sup>3</sup>

Tras la experiencia de un año de funcionamiento del mercado se aborda la regulación específica de los cargos por el uso de las redes.<sup>4</sup> Los principales cambios con relación a la normativa anterior se producen en los peajes por alta tensión, donde se separa la estructura de las tarifas de acceso de la correspondiente a la tarifa integral con el objetivo de contribuir a la discriminación en función de los distintos periodos horarios en los que se utilizan las redes y así favorecer una reducción de los picos de la demanda (cuadro 2).

En esta norma se mantienen la estructura e importe de los peajes para baja tensión, aunque desaparece la tarifa 1.0 así como las de alta tensión del grupo T (de

---

<sup>2</sup> Los debates y la evolución del proyecto de la Ley 54/97 son buen ejemplo de ello. Así, frente a reiterados informes técnicos, refrendados por la CNSE (hoy CNE) que proponían una redacción para el artículo 18.1 en términos de «...podrán ser únicos...» para referirse a los peajes por el uso de las redes, su redacción definitiva se hizo con un categórico «...serán únicos...», lo que obligaría a la reforma del texto legal para poder plantearse la introducción del criterio de discriminación geográfica, con el coste, en términos de incertidumbre, que añadiría una modificación de la regulación básica del sector.

---

<sup>3</sup> Véase Accenture (2001), IEA (2001) y CE (2002).

<sup>4</sup> Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes (BOE núm. 312, de 30/12/1998).

Cuadro n.º 1: **Importancia relativa de los peajes por transporte sobre la tarifa regulada. 1998**

	Tarifa	Transporte/Tarifa
<b>Baja tensión</b>		
Potencia hasta 770W	1.0	48%
General potencia no superior a 15 kW	2.0	47%
General	3.0	50%
General de larga utilización	4.0	49%
Alumbrado público	B.O	50%
Riegos agrícolas	R.O	49%
<b>Alta tensión</b>		
<i>Corta Utilización</i>		
No superior a 36 kV	1.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	1.2	32%
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	1.3	29%
Mayor de 145 kV	1.4	22%
<i>Media utilización</i>		
No superior a 36 kV	2.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	2.2	32%
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2.3	29%
Mayor de 145 kV	2.4	26%
<i>Larga utilización</i>		
No superior a 36 kV	3.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	3.2	32%
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3.3	29%
Mayor de 145 kV	3.4	26%
<i>Tarifas de tracción</i>		
No superior a 36 kV	T.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	T.2	32%
Mayor de 72,5 kV	T.3	29%
<i>Tarifas de riegos agrícolas</i>		
No superior a 36 kV	R.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	R.2	32%
Mayor de 72,5 kV	R.3	29%
<i>Tarifa grandes consumidores</i>		
Tarifa única para grandes consumidores	G.4	21%
<i>Tarifa venta a distribuidores</i>		
No superior a 36 kV	D.1	43%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	D.2	32%
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	D.3	29%
Mayor de 145 kV	D.4	26%

Fuente: Real Decreto 2016/1997 y elaboración propia.

Cuadro n.º 2: **Tarifas por transporte en España**

		Potencia	Períodos
<i>Tarifas de baja tensión (no superiores a 1 kV)</i>			
Tarifa 2.0A	Tarifa simple para baja tensión	< 15 kW	2
Tarifa 3.0A	Tarifa general para baja tensión	sin límite	3
<i>Tarifas de alta tensión (superiores a 1 kV)</i>			
Tarifa 3.1A	Tarifa específica (1-36 kV)	< 450 kW	3
Tarifas 6	Tarifas generales para alta tensión	> 450 kW	
	—6.1 1-36kV	sin límite	6
	—6.2 36-72,5kV	sin límite	6
	—6.3 72,5-145Kv	sin límite	6
	—6.4 Superiores a 145 kV	sin límite	6
	—6.5 Conexiones internacionales	sin límite	6

Fuente: Real Decreto 1164/2001 y elaboración propia.

tracción) y el D (de distribución). Como norma complementaria, y consecutiva en cuanto al ordinal, se dicta el Real Decreto 2821/1998 de 23 de diciembre, por el que se fija la tarifa eléctrica para el año 1999. En ella se recoge un descenso promedio del 2,5 por 100 de la tarifa integral para los consumidores encuadrados en estos grupos encareciéndose, por tanto, los peajes por el uso a las redes en relación con la tarifa integral. Por lo que se refiere a las tarifas generales de alta tensión, estas se dividen en 6 escalones o niveles de tensión que, a su vez, dividen las 8760 horas que componen el año en 6 periodos tarifarios, cada uno de ellos con un término de potencia y otro de energía. Esta nueva estructura para los peajes generales de alta tensión se aparta del paralelismo con las tarifas integra-

les con el objetivo de aportar claridad y transparencia para todos aquellos consumidores que pudieran adquirir energía directamente del mercado.

Además de la posible aparición de subsidios cruzados entre empresas, el nivel de los peajes en relación con las tarifas integrales, se apunta inmediatamente como una cuestión importante en el desarrollo del mercado. Además de financiar los costes de las actividades que les son propias, los peajes suelen utilizarse, por el carácter de necesario de los mismos, para evitar que algunos consumidores eludan determinados pagos (Sánchez-Macias y Calero, 2002). Tal es el caso de los costes de transición a la competencia, la generación en régimen especial, los costes permanentes del sis-

tema, etc. El problema no es tanto el nivel de los peajes sino el proceso de formación de los mismos en relación con la tarifa integral. Si la manera en que ambos se forman difiere sustancialmente o se imponen sobre el transporte costes relacionados con decisiones ineficientes en materia de generación adoptadas en el pasado, el margen para acudir al mercado (que implica una prima de riesgo frente a la tarifa regulada) puede verse reducido.<sup>5</sup>

## 2. CLASIFICACIÓN DE LAS TARIFAS DE ACCESO

Se pueden realizar clasificaciones entre los modelos de peajes por acceso a las redes, dependiendo del criterio en el que estemos incidiendo:

- Según el número de pagos a realizar. Cuando se materializa una transacción se pueden ver implicadas diferentes redes de transporte y distribución (nacional, regional, local). Los peajes puede adoptar una forma *en cascada* (*point tariffs*), de modo que un único peaje incorpore la retribución a todos los niveles de red que se hayan visto implicados, o bien configurarse como tarifas *punto*

a *punto* (*point to point tariffs*), en las que el usuario debe abonar un peaje al propietario de cada red que se ve implicada en una transacción.<sup>6</sup>

- Atendiendo al tipo de costes incluidos en el peaje, es habitual distinguir entre *tarifas reguladas* frente a *tarifas no reguladas*, no sin cierto abuso en el lenguaje puesto todos los peajes son regulados. Si éstos solamente incorporan costes causados por el tránsito de electricidad a través de las redes, estaremos en presencia de tarifas no reguladas mientras que si se utiliza el carácter necesario de las actividades de transporte y distribución para imputar en los peajes costes no directamente relacionados con las transacciones de energía, como los de diversificación o los costes permanentes, estaremos en presencia de tarifas reguladas. Estas últimas tienen como principal ventaja el que, al tratarse de actividades necesarias, impiden la elusión del pago por determinados conceptos cuando se abandona el consumo a tarifa para acudir al mercado. En cambio, se

<sup>5</sup> No se trata de cuestionar en este trabajo los CTCs ni los pagos en concepto de moratoria nuclear. La cuestión es que si a la hora de elaborar la tarifa integral se priman aspectos como las ganancias de eficiencia en generación o el impacto de la tarifa sobre la inflación, mientras que los peajes deben soportar recargos no relacionados con el coste efectivo que tiene la realización de una determinada transacción, entonces los márgenes para obtener ganancias acudiendo al mercado se ven reducidos.

<sup>6</sup> Cuando un cliente cualificado realiza una operación de compra de electricidad, independientemente del flujo físico real que esta sigue, que es prácticamente imposible de determinar, existe un generador o productor que aporta energía a las redes de alta tensión (normalmente de ámbito nacional o del sistema en cuestión). Para que el cliente pueda hacer uso de la misma, esa energía debe pasar a las redes regionales de transporte, para desde ahí, pasar a las locales de distribución. Si existe un único peaje que retribuye conjuntamente a todas las redes implicadas en una operación, estamos en presencia de *point tariffs* o tarifas por punto de acceso. Si existen peajes diferentes para cada una de las redes implicadas, estamos en presencia de *point to point tariffs*.

produce una pérdida de calidad en la información sobre el coste que supone el uso de las redes, dificultando una asignación eficiente, y eleva el nivel de las tarifas, reduciendo el atractivo para que el consumidor acuda al mercado.

—Dependiendo del sujeto obligado a pagar, los peajes pueden establecerse sobre los generadores, sobre los consumidores, o sobre ambos. El establecimiento de la obligación de pagar parte de los peajes a los productores puede utilizarse para imputar conceptos propios de lo que anteriormente denominamos tarifas reguladas de manera que interfieran en menor medida en el acceso de los consumidores al mercado. También puede emplearse como instrumento para fomentar la localización más eficiente de las unidades de generación.<sup>7</sup>

—Según incluyan o no cargos fijos. Los peajes pueden incluir varios componentes: cargos fijos por el mero hecho de acceder a las redes (o peaje por punto de acceso), e independiente de tipo de uso que se realiza de las mismas; también cargos por capacidad, que implica establecimiento de límites para el tipo de uso que se puede hacer de las redes; finalmente, cargos por energía en función de la electricidad efectivamente aportada o extraída de las redes.

—Según incluyan o no diferenciación horaria. Los peajes varían dependiendo

del momento en que se hace uso de las redes. Uno de los principales problemas para su aplicación radica en la necesidad de contar con equipos específicos (discriminadores horarios) para su medida, sobre todo cuando hablamos de consumidores de pequeño tamaño y/o a baja tensión. La diferenciación horaria puede establecer variaciones entre distintos periodos de un mismo día, en función del tipo de días, o entre periodos estacionales más amplios que discriminan entre aquellos de elevada carga en el sistema (invierno) frente a otros inferiores (vacacionales)

—Según el momento de determinación del importe. Atendiendo a este criterio las tarifas de acceso pueden ser establecidas *a priori* o *a posteriori*. El primer sistema cuenta con la ventaja de permitir al usuario conocer su importe previamente y, por lo tanto, poder calcular el coste total del suministro. En el caso de los sistemas que imputan los costes de la red *a posteriori*, en función de los efectivamente producidos, su correcto funcionamiento exige el desarrollo de herramientas financieras que permitan gestionar los riesgos asociados a que una determinada transacción se produzca o no efectivamente, así como a los costes que efectivamente le sean imputables por la misma.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> Sobre todo si se introduce conjuntamente con algún tipo de discriminación geográfica

---

<sup>8</sup> La atribución de derechos físicos de transporte presenta importantes limitaciones, lo que hace que la opción por el establecimiento de derechos financieros sea más adecuada en aquellos sistemas que optan por esta forma de imputación de los costes. Véase Harvey y Hogan (2000) y Hogan (2002).

—Discriminación geográfica. Pueden aplicarse peajes diferenciados tanto sobre las unidades de generación (punto donde se inyecta energía a la red) como sobre los consumidores (en función del lugar donde se retira) según se pretendan introducir incentivos a la localización de las instalaciones de generación o de consumo. El criterio a seguir puede ser, en primer lugar, no aplicar ningún tipo de discriminación geográfica, de manera que los cargos serán idénticos, independientemente del lugar donde se realice la transacción; en segundo término, se pueden aplicar *precios zonales* que reparten los costes derivados del transporte entre todos los usuarios que integran la zona de suministro; finalmente, los *precios nodales* que se basan en cargos no uniformes. El coste se determina en función de la diferencia de precios de la electricidad entre dos nodos, de manera que cada uno de ellos tendrá un precio diferenciado. Dado el riesgo que ello entraña, los mercados financieros pueden gestionar el riesgo de la misma forma que lo harían con la variabilidad de los precios de la electricidad.<sup>9</sup> La diferenciación geográfica busca incentivar la localización eficiente de los usuarios de la red. Sin embargo, en presencia de poder de mercado, dichas señales pueden ser manipuladas para obtener rentas de monopolio.

### 3. REGULACIÓN ACTUAL DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES EN ESPAÑA

La normativa vigente de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica está contenida en el Real Decreto 1164/2001. Consagra cuatro principios, que estaban también presentes en la regulación anterior. Por un lado, el principio de *uniformidad*, esto es, de tarifas idénticas y únicas para todos los consumidores (se excluye la imputación de peajes a los generadores) situados dentro de un mismo nivel de tensión y sin discriminación geográfica. En segundo término, el principio, de *suficiencia*, al exigir que los peajes sean iguales a los costes medios del suministro por tensión y periodo horario. En tercer lugar, el principio de *imputación temporal diferenciada*, tanto por capacidad como por energía en un intento de incorporar elementos de eficiencia en el sistema. Finalmente, la consideración de que los peajes aprobados en la citada norma tienen la consideración de *precios máximos*.<sup>10</sup>

La regulación española ha adoptado el sistema que en la bibliografía anglosajona sobre acceso a las redes se conoce como sistema de *postage stamps*, por la similitud que tendrían las tarifas por tránsito de energía eléctrica a un sello de correos. Estos peajes se establecen en cascada, de forma que el precio pagado por un cliente que retira energía desde redes con un nivel de tensión más bajo incluye el coste del tránsito por las de mayor tensión. La

<sup>9</sup> Véase Harvey y Hogan (2000).

<sup>10</sup> Véase el art. 3.º del RD 1164/2001 de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (BOE núm. 268, de 8/11/2001).



principal ventaja de este sistema es la claridad y sencillez. Como las tarifas son conocidas *a priori* resulta imposible su utilización de manera discriminatoria y/o estratégica; en concreto, con tarifas uniformes no se puede utilizar la cuantía del peaje como barrera para desincentivar específicamente la entrada de alguna empresa, salvo que por causas técnicas no resulte posible atender un suministro.<sup>11</sup> El principal inconveniente radica en que no permite identificar la disposición a pagar de los consumidores que sufren restricciones, por lo que el sistema no facilita que las decisiones de inversión en nueva capacidad o las decisiones de consumo, tanto en ubicación como en volumen, se asignen siguiendo los criterios de eficiencia marginal.<sup>12</sup>

El segundo principio consagrado en la regulación es el de la recuperación de los costes determinados reglamentariamente por parte de las empresas. Dado el carácter de monopolio natural de las actividades de transporte y distribución que se mantiene en la propia Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, la regulación pública trata de evitar que estas empresas se comporten como monopolios, fijando para ello los ingresos a percibir por el desarrollo de su actividad.<sup>13</sup> En la función objetivo del regulador, este debe tratar de hacer máximo el excedente del consumidor lo

que puede dar lugar a la aparición del *dilema* en la regulación de precios en los monopolios naturales.

Si los monopolios naturales, como el transporte y la distribución de electricidad, no estuvieran sujetos a ningún tipo de regulación, el empresario monopolista establecería un precio que maximizara sus beneficios, (el punto  $P_1$  del gráfico 1), alejando el resultado de la solución eficiente; si el único criterio al que tuviera que atender el regulador fuera la eficiencia, el precio regulado debería ser  $P_2$ . En este supuesto la empresa tendría pérdidas y no podría continuar con su actividad, salvo que estas fuesen de alguna u otra forma sufragadas por el sector público. El precio  $P_3$  no sería una solución eficiente pero sería la respuesta al problema de la maximización del excedente del consumidor sometido a la restricción de la no negatividad de los beneficios del empresario, de modo que esta suerte de *precio Ramsey* se configura como un óptimo de segundo orden. Como es conocido, el principal problema que plantea la utilización de precios iguales al coste medio en tarifas reguladas es la existencia de asimetrías en la información entre el regulador y las empresas. Además, si la retribución que reciben por su actividad se calcula en función de los costes históricos, los incentivos para reducir éstos desaparecerán, a no ser que las empresas puedan apropiarse en forma de beneficios de parte de los ahorros generados. Finalmente, este criterio aleja al mercado del objetivo de la eficiencia, por lo que recibe la consideración de subóptimo.

El tercero de los principios es el de la imputación eficiente de los costes, lo que

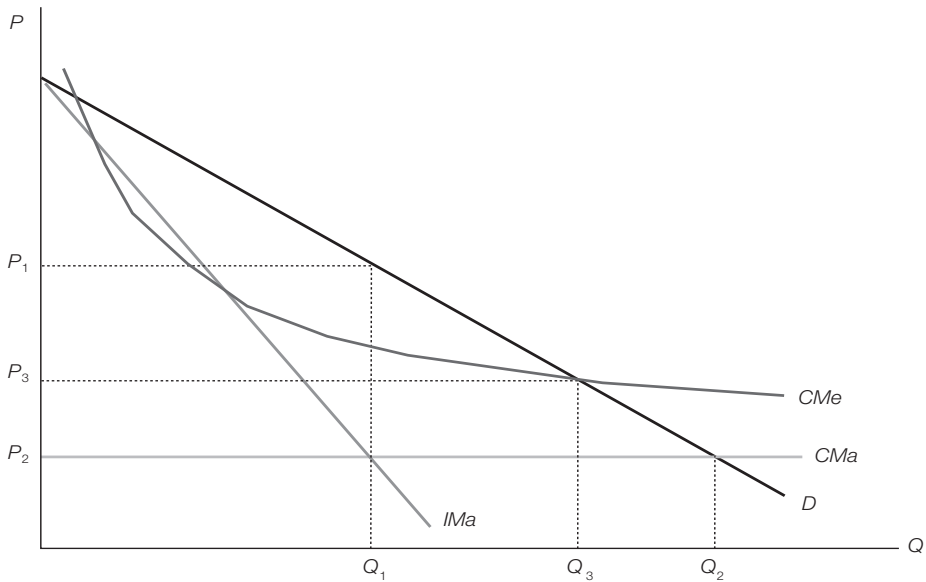
---

<sup>11</sup> Obviamente un nivel elevado de estas tarifas reduce el margen de rentabilidad del mercado y reduce la rentabilidad para todos los actores. De ahí la importancia de la separación entre actividades reguladas de aquellas abiertas a la competencia

<sup>12</sup> Para una discusión más amplia vid. Sánchez-Macías y Calero (2000).

<sup>13</sup> Una revisión más amplia de esta cuestión en Pérez Arriaga (2001).

Gráfico n.º 1. Regulación de precios en monopolio natural



se traduce, al menos en teoría, en que aquellos suministros más gravosos para el sistema paguen tarifas más altas. Como veremos más adelante, los criterios seguidos han sido los de tensión, horario y continuidad en el suministro. Como la imputación de mayores costes por las citadas causas se realiza *a priori* y en función de los costes medios históricos, la señal enviada por los precios puede no funcionar correctamente.<sup>14</sup>

Por último, el carácter de máximo de los peajes regulados permite, en teoría, cierta libertad de fijación de precios a las empresas distribuidoras. Lo ajustado de los mismos y la ausencia de competencia y susti-

tutivos cercanos ha provocado que en la práctica los precios se acaben igualando a los máximos permitidos por la norma. Además, la retribución finalmente percibida por las empresas está sometida a un régimen de liquidaciones, de manera que cualquier desviación sobre los precios fijados como máximos, repercutirá íntegramente en un descenso en los ingresos percibidos por la empresa que los aplique.

### 3.1. Costes incluidos en las tarifas de acceso

Los costes incluidos dentro de los peajes no solamente incluyen conceptos relacionados el transporte de electricidad. Si hay un país en el ámbito comunitario que

<sup>14</sup> Véase Lasheras (2001).

representa el paradigma de la aplicación de lo que hemos dado en llamar *tarifas reguladas*, ése es España. Dada la complejidad de los cargos incluidos en la tarifa eléctrica, el acceso al libre mercado no puede servir para eludir obligaciones que soportan los consumidores acogidos a tarifa. Por ello, el artículo 2 del RD 1164/2001 establece que, además de los costes reconocidos a las actividades de transporte y distribución, los peajes deberán incluir tres categorías adicionales: los costes de diversificación y seguridad en el abastecimiento, los costes permanentes y, finalmente, otra categoría residual que engloba otros costes.

Los costes de diversificación y seguridad en el abastecimiento incluyen básicamente los ocasionados por la moratoria nuclear y los costes del segundo ciclo del combustible (almacenamiento y gestión de los residuos nucleares). También se utiliza la tarifa de peajes como instrumento para favorecer el desarrollo de las nuevas formas de generación y para incentivar el uso de tecnologías más respetuosas con el medio ambiente. A tal fin, se establece un sobrecoste por la compra de energía producida en régimen especial; este coste adicional deberá satisfacerlo el consumidor cualificado aunque adquiera la energía de un generador que utiliza tecnología clásica.

Los peajes de acceso también incorporan el componente conocido como costes permanentes del sistema. El principal de ellos es la partida destinada a financiar los costes de transición a la competencia. También se incluye una parte destinada a financiar el funcionamiento de la Comisión Nacional de la Energía, el Operador del Mercado y el Operador del

Sistema, además de la compensación de los sistemas extrapeninsulares.

Finalmente, también se contienen en los peajes otros conceptos como los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores que atienden a suministros de consumidores cualificados, y en su caso, los ingresos o pagos resultantes de transportes intracomunitarios y/o conexiones internacionales.

Aunque es necesario evitar que el acceso al mercado se convierta en una vía para eludir el pago de ciertas partidas, no es imprescindible utilizar como instrumento el diseño de las tarifas por el uso de las redes, pues implica establecer *ope lege* un sistema de subsidios cruzados entre las actividades de redes y otras relacionadas con la generación, en contra de la tendencia de clara separación de las diversas fases que conforman el negocio eléctrico. La utilización de los peajes de acceso a las redes como mecanismo de financiación de conceptos diferentes del coste del transporte de electricidad introduce, de manera innecesaria, ruido en la información acerca de los costes y las restricciones del sistema y reduce la calidad de la información que transmite el sistema de precios. En el caso de las ayudas para la energía renovable, en especial la eólica, que es la que está experimentando un mayor auge, su uso impone mayores restricciones a la red de lo que lo harían otras tecnologías. Por un lado, debido a su emplazamiento (zonas elevadas y aisladas) que exige desarrollar importantes inversiones en red para poder extraer su *output*. Por último, la dificultad para prever su entrada en funcionamiento, obliga a dejar un porcentaje de

capacidad de transporte libre muy superior al requerido por tecnologías más convencionales. En conclusión, nos encontramos con una actividad de generación que impone importantes efectos externos negativos a la actividad de red, siendo ese sobre coste diseminado sobre el conjunto de usuarios de las mismas.

### 3.2. Estructura, discriminación y eficiencia de las tarifas de acceso

El artículo 3.º del Real Decreto 1164/2001 exige que la asignación de los costes entre los distintos suministros sea eficiente. Dada la cantidad de aspectos que influyen sobre el coste real de un determinado suministro, una asignación eficiente exigiría la aplicación de cargos por el uso de las redes calculados *a posteriori*. El coste de la electricidad extraída en un determinado nodo de la red sería el resultado de la combinación de los siguientes elementos: la cantidad de energía extraída, la tensión, el momento de tiempo en el que se realiza ese consumo, la ubicación de ese punto de consumo en relación con el conjunto de la red, el nivel de utilización de la línea y la parte proporcional imputable de los costes de operación y mantenimiento. Todos estos factores, y algunos otros, determinan la resistencia que el cableado ofrece al paso de la electricidad por los mismos.

La aplicación estricta del criterio de eficiencia económica exigiría el establecimiento de peajes o tarifas iguales al coste marginal real de un determinado suministro. Este coste no solamente está relacionado con la recuperación, mantenimiento y gestión comercial de la red, sino que

debe incluir todas aquellas externalidades positivas o negativas que se generan al enganchar a un nuevo usuario.<sup>15</sup> Las externalidades negativas pueden identificarse como el sobre coste que un consumo impone, por ejemplo, al aumentar la resistencia, y con ello las pérdidas, si nos situamos cerca de los umbrales térmicos de una línea. También pueden existir efectos externos positivos.<sup>16</sup> La bibliografía sobre externalidades de red pone de manifiesto que el valor de una red aumenta

<sup>15</sup> Este extremo fue puesto de manifiesto tempranamente por Katz y Shapiro (1985).

<sup>16</sup> Aunque la descripción de las leyes físicas que explican el tránsito de la electricidad por las redes excede del ámbito de este trabajo, se puede utilizar el ejemplo de una canalización de agua para ilustrar algo este punto. Resulta obvio que el consumidor no puede determinar de qué parte del embalse proviene el agua que sale por su grifo. De la misma forma que para poder extraer agua tiene que existir cierta presión en las canalizaciones (si intentamos introducir el volumen de un vaso en una tubería vacía el agua se dispersa y no llega a ninguna parte), las redes eléctricas tienen que mantener un nivel de tensión constante para poder extraer energía de un nodo. En estas condiciones, el peaje óptimo deberá incluir todos los costes internos y externos de un determinado suministro. Imaginemos que entre dos nodos existe una línea que se encuentra cerca de sus límites térmicos. Si un consumidor extrae energía en un nodo no saturado anterior a aquél, de forma que aleja la línea de sus límites térmicos, el peaje óptimo que habría que cobrar en este nodo debería recoger los efectos positivos sobre el nodo siguiente. De la misma forma, un determinado consumo puede acercarnos a los límites térmicos de manera que no sólo encarece su suministro, sino el de todos los conectados en ese nodo. Dado que resulta muy difícil el identificar este tipo de efectos, establecer tarifas óptimas resulta en la práctica un proceso complejo. La alternativa de los precios nodales identifica las restricciones que un determinado consumo introduce sobre el programa de generación, pero resulta muy complicado identificar otros efectos cuando estos recaen sobre un nodo diferente del que estamos considerando. Siguiendo con el ejemplo anterior sería como si en un determinado punto el agua llegara con excesiva presión dañando las conducciones. Si alguien más se conecta a esa red, puede reducir la presión mejorando el suministro a los demás.

con el número de usuarios conectados a la misma siendo las redes de telecomunicaciones el ejemplo paradigmático.<sup>17</sup> En el caso de las redes eléctricas, estos efectos se pueden concretar en una mayor seguridad en el suministro cuando aumenta el número de generadores enganchados, en un refuerzo del mallado, o en una reducción de las pérdidas de carga cuando nos alejamos de los límites termales de una línea.

La compatibilidad del principio de tarifas únicas y uniformes con el criterio económico de eficiencia plantea problemas al regulador. Por un lado, para lograr una asignación eficiente habría que aceptar la posibilidad de que las empresas solo realizaran suministros a aquellos clientes que proporcionaran una retribución igual o superior a la tarifa única. Por otro lado, la delimitación de estas actividades como servicios públicos, o más recientemente, como servicios de interés económico general, supone la incorporación de una serie de obligaciones y atribuciones a las empresas que las realizan (Nebot *et al.* 1998; Ariño y López de Castro, 1998). Entre las obligaciones se encuentra la de suministro universal<sup>18</sup>. A cambio, las reglas que rigen estas actividades pasan a estar sometidas al derecho público, más favorable en este punto que las normas

de derecho privado que rige habitualmente las transacciones entre particulares. Asimismo, en el caso de las actividades de red, estas se prestan con carácter exclusivo dentro de una determinada área geográfica, lo que impide que se produzca el *descreme* del mercado como consecuencia del cumplimiento de las obligaciones que la caracterización de esencial impone a estos servicios.

La solución de compromiso entre principios opuestos como el de eficiencia y tarifas únicas que alcanza la legislación española, consiste en la aplicación de distintos periodos tarifarios para cada una de las modalidades de tarifas establecidas (artículo 8), con la finalidad de generar incentivos para el traslado de la demanda de los periodos en lo que esta es mayor, hacia aquellos momentos en que existe una mayor capacidad ociosa.

La discriminación horaria presenta diferentes modalidades según la tensión. La modalidad de dos periodos está disponible para los consumidores en baja tensión que hayan contratado la modalidad de tarifa nocturna (tarifa 2.0.NA), que divide el día en dos tramos: uno de 16 horas que se corresponde con el periodo punta y el llano, y un valle de 8 horas. La concreta determinación horaria de estos dos periodos tarifarios tiene un componente estacional, siendo distinta en verano y en invierno.

La modalidad de tres periodos está disponible para las tarifas en baja tensión 3.0A y alta 3.1. En este caso la punta tiene una duración de 4 horas, el llano de 12 y el valle de 8. La asignación horaria de estos tres periodos será diferente tanto por

<sup>17</sup> Una visión panorámica de las industrias de red puede encontrarse en Lafuente y Ocaña (2001). Respecto de la fijación de precios por parte de las empresas en industrias de red véase Laffont y Tirole (1994, 1998a y 1998b).

<sup>18</sup> El artículo 2.2 de la Ley 54/97 señala textualmente que «Estas actividades se ejercerán garantizando el suministro de energía eléctrica a todos los consumidores dentro del territorio nacional y tendrán la consideración de servicio esencial».

consideraciones geográficas (se distingue la zona peninsular, Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla) como estacionales. A modo de ejemplo, en el sistema peninsular se considera como horario punta en invierno el periodo que abarca desde las 18 a las 22 horas (llegada de las familias a los hogares), mientras que en verano lo es el que comprende desde las 9 a las 13 horas (aparatos de aire acondicionado en empresas y superficies de negocios). Conviene destacar el hecho de que sea el comportamiento de las familias la principal variable determinante de los periodos punta, debido a la mayor volatilidad de su consumo frente al de las empresas, que es mucho más predecible.

La modalidad de seis periodos es de aplicación a las tarifas generales de alta tensión. El año se divide en temporada alta, media y baja, estableciéndose a su vez cuatro tipos distintos de días, los laborales para cada una de las temporadas y los festivos. De los seis periodos tarifarios, para cada tipo de día solamente se aplican simultáneamente un máximo de tres. Así, a los días tipo A (lunes a viernes no festivos de temporada alta) les son de aplicación los periodos 1, 2 y 6. A los días de tipo B (lunes a viernes no festivos de temporada media), los periodos 3, 4 y 6. Los días de tipo C (lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el sistema peninsular y el mes de menor demanda en los sistemas extrapeninsulares e insulares), los periodos 5 y 6. Y finalmente, los días de tipo D (sábados, domingos y festivos, además de agosto en el sistema peninsular, y el mes de menor demanda en los sistemas extrapeninsulares e insulares) reciben la aplicación íntegra del periodo 6.

A veces, el regulador busca un cierto equilibrio entre el principio de uniformidad de tarifas y el propósito de acercar el importe de las tarifas a los costes causados por cada usuario. En concreto, se señala en el citado Real Decreto que cuando las conexiones sean de temporada o eventuales, para suministros de energía adicional, para conexiones internacionales o para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial, les serán de aplicación las condiciones particulares que establece el artículo 6 del Real Decreto. Se entiende que, dado el carácter más excepcional de este tipo de suministros, los costes adicionales que puedan generar deberían ser recogidos e internalizados a través del mecanismo de precios.

La cantidad final a pagar por un usuario de redes de transporte será la suma de los términos de facturación de potencia más el término de facturación de energía activa, más la facturación por energía reactiva. La facturación por término de potencia depende de la potencia contratada para cada periodo horario y del precio que haya establecido el regulador en el momento de aprobar la tarifa eléctrica para el año en cuestión. Este término podrá verse incrementado en el caso de que el usuario de la red exceda la potencia contratada en algún periodo. Los recargos por exceso aparecen modulados en función de la categoría adjudicada al periodo horario en que este se produce, siendo obviamente superiores los recargos por exceso que se producen en los periodos de mayor uso de la red.

El vigente sistema de peajes por uso de la red de transporte parte, por lo tanto, de un enfoque apriorístico que garantiza la

retribución de la actividad regulada, por lo que la tarifa se establece en función de los costes medios. Las ganancias en términos de eficiencia se tratan de lograr penalizando la desviación de los consumos sobre lo inicialmente programado, independientemente de lo eficiente o no que resulte el programa *a posteriori*. La principal ventaja que representa este sistema es la ausencia de incertidumbre sobre el importe de los peajes, por lo que no son necesarias las herramientas de gestión de riesgo como los derechos físicos o financieros sobre el tránsito de electricidad por las redes eléctricas.<sup>19</sup>

En lo referente a las transacciones internacionales, ante la ausencia de un sistema de peajes armonizado en el mercado interior de energía, el principio vigente es el de reciprocidad, no siendo de aplicación las tarifas de acceso cuando el uso de las redes tenga su causa en operaciones de compra-venta de electricidad cuyo origen y destino sean países de la Unión, pudiendo extenderse a operaciones con Estados no miembros, en aplicación del criterio de reciprocidad. La importancia creciente que las transacciones internacionales van a tener en los años próximos, como se ha puesto de manifiesto en la reciente Cumbre de Barcelona, apunta a la conveniencia de armonizar la forma de regulación de los peajes por este tipo de tránsitos en un horizonte cercano. Sin embargo, este proceso se enfrenta a importantes obstáculos.

---

<sup>19</sup> Recientemente se ha prestado especial interés a la problemática del empleo de derechos financieros en lugar de físicos, como herramientas óptimas para gestionar la congestión en las redes. Una buena revisión de las distintas alternativas de aplicación de estas herramientas puede encontrarse en Hogan (2002)

El primero de ellos tiene que ver con la escasa capacidad de interconexión existente entre algunos de los sistemas eléctricos comunitarios, aspecto éste de especial incidencia en nuestro país por la escasa interconexión con Francia principalmente, y, en menor medida, con Portugal.<sup>20</sup> El segundo tiene que ver con el establecimiento de un sistema de tarificación que compense a los operadores del sistema por los costes que implican la realización de transacciones entre terceros países. De estas y otras cuestiones, se ocupa en el ámbito europeo el denominado Foro de Florencia.

#### **4. LOS PEAJES ELÉCTRICOS EN EL ÁMBITO EUROPEO**

La regulación de los sistemas de acceso a redes en el contexto internacional dista mucho de ser uniforme. Incluso, en un área llamada a constituir en el futuro un verdadero mercado único de energía, el tratamiento que se hace de la cuestión de los peajes por acceso a las redes de transporte de electricidad es bastante dispar. Y ello, tanto desde el punto de vista de la estructura de las tarifas, como del nivel de las mismas.

##### **4.1. Estructura de las tarifas**

La inclusión de conceptos no directamente relacionados con el coste del transporte o tarifas reguladas constituye

---

<sup>20</sup> Este último, entre otras muchas razones, algunas de tipo político, estaría entre las causas que han impedido alcanzar el objetivo inicialmente marcado, de conseguir poner en marcha el mercado ibérico de electricidad a fecha 1-1-2003.

una práctica habitual en el entorno europeo. La consecuencia inmediata es la enorme variabilidad existente en los cargos pagados por este concepto entre los distintos países, pudiendo llegar en el extremo superior a ser un 400% mayor que en los supuestos de tarifas más bajas (Pérez-Arriaga, Perán y Rubio, 2002).

En cuanto al establecimiento de tarifa en varias partes, los cargos sobre los consumidores superan tanto en su utilización como en su importe al establecimiento de peajes sobre los generadores. Las tarifas por conexión son poco utilizadas y su peso en el total de la tarifa no es especialmente elevado, mientras que casi todos los países incluyen pagos por potencia

(excepto Finlandia y Dinamarca) además de los pagos por energía extraída.

La diferenciación horaria también se aplica ampliamente, bien en el componente de potencia, en el de energía o en ambos. Excepciones a esta regla serían el caso de Bélgica y Alemania donde no se aplican. La utilización de elementos de discriminación geográfica, bien de tipo zonal o nodal, es menos común que el criterio de uniformidad territorial. Ello es debido, entre otros factores, a la mayor complejidad que implica la aplicación correcta de este tipo de criterios.

El cuadro n.º 3 presenta de manera resumida la información concerniente a las opciones escogidas por los sistemas eléctricos en el ámbito de la Unión Europea.

Cuadro n.º 3: **Tarifas por transporte en los países europeos**

Países	Costes no relacionados con el transporte o tarifas reguladas	Discriminación temporal	Diferenciación geográfica zonal (Z) o nodal (N)*	Sobre generadores y consumidores	Pagos Fijos (F) por Capacidad (C) y energía (E)
Alemania	X				CE
Austria		X		X	CE
Bélgica					FCE
Dinamarca	X	X		X	E
España	X	X			CE
Finlandia		X		X	E
Francia		X			FCE
Holanda	X	X		X	FCE
Irlanda		X	N	X	CE
Italia	X	X	Z	X	FCE
Noruega		X	N	X	CE
Portugal	X	X			CE
Reino Unido			Z	X	CE
Suecia		X	N	X	CE

\* La diferenciación geográfica no tiene por qué aplicarse a todos los componentes del peaje.

Fuente: UNESA, Comisión Europea y elaboración propia.



Desde la perspectiva de la armonización y establecimiento de un conjunto de reglas comunes relativas a los cargos a aplicar por el uso de las redes eléctricas, no todos los puntos tratados tienen la misma relevancia. Así, el criterio de la discriminación horaria no parece que vaya a suponer un importante obstáculo en el citado proceso. No así otras cuestiones como el de los costes incluidos o tarifas reguladas, u otros como la discriminación geográfica, que en países con una arraigada tradición de uniformidad territorial

#### 4.2. Nivel de las tarifas

El peso de las actividades de transporte representa en nuestro sistema un porcentaje variable según el tipo de consumidores que se trate. Según cálculos de la IEA (2001) oscila entre el 28 por 100 y el 50 por 100, siendo en promedio un 38 por 100 del precio final de la electricidad. Las comparaciones en cuanto al nivel de las tarifas de acceso por países presentan varios problemas. Uno de ellos es el ya referido acerca de los costes que se incluyen en las mismas. En segundo lugar, como ya hemos visto la aplicación de diferentes criterios de diferenciación hacen muy complicada la comparación al ser posible que unos usuarios paguen peajes más bajos y otros más. Ello obliga a elegir un consumidor o usuario-tipo en el que basar las comparaciones.<sup>21</sup> Por

todo ello, los resultados a los que nos vamos a referir, deben tomarse con cautela.

Si atendemos a la información publicada por la Comisión Europea (Comisión Europea, 2002; Pérez-Arriaga, Perán y Rubio, 2002) es posible distinguir tres grupos de países según el nivel de las tarifas de acceso. El grupo de países con peajes que podemos considerar bajos y que en promedio se situarían por debajo de los 6,5 €/MWh. El tramo medio se situaría entre los 6,5 €/MWh y los 8,8 €/MWh, Por encima de 8,8 €/MWh estamos en presencia de peajes elevados. La información disponible se resume en el cuadro 4.

Dos aspectos nos interesa destacar en este punto. En primer lugar, la posición que ocupa España como uno de los países con los peajes más elevados de nuestro entorno. En segundo término, la importancia que tienen los cargos no relacionados directamente con el transporte. Según datos de la propia Comisión Europea, el 66% de los peajes en nuestro país corresponden a este tipo de conceptos, por lo que si se eliminasen, España pasaría a formar parte del grupo con peajes bajos por debajo de los 6,5 €/MWh. (Comisión Europea, 2002)

## 5. CONCLUSIONES

Una de las notas destacadas de la vigente regulación del acceso a redes en España radica en la búsqueda del compromiso entre simplicidad y eficiencia. La primera se pone de manifiesto en el mantenimiento de un sistema de tarifas único basado casi exclusivamente en el consumo y la intensidad en el uso de las redes.

---

<sup>21</sup> Piénsese, por ejemplo, la validez de la elección de un consumidor tipo para comparar peajes entre sistemas en los que éstos recaen sobre los generadores y los que no.

Cuadro n.º 4: **Nivel de las tarifas de acceso en los países de la UE**

País	Nivel de tarifas
Alemania	<i>Bajo</i>
Austria	<i>Medio</i>
Bélgica	<i>Medio</i>
Dinamarca	<i>Medio</i>
España	<i>Alto</i>
Finlandia	<i>Bajo</i>
Francia	<i>Medio</i>
Holanda	<i>Bajo</i>
Irlanda	<i>Medio</i>
Italia	<i>Medio</i>
Noruega	<i>Bajo</i>
Portugal	<i>Medio</i>
Inglaterra y Gales	<i>Medio</i>
Suecia	<i>Bajo</i>

Bajo: Promedio inferior a 6.5 €/MWh.

Medio: Promedio entre los 6.5 y 8.8 €/MWh.

Alto: Por encima de los 8.8 €/MWh.

Fuente: Comisión Europea.

Tal como aparece definida en el Real Decreto 1164/2001, la eficiencia que pretende implementar un sistema de tarifas únicas y uniformes según los niveles de tensión y con aplicación de discriminación horaria, sería la eficiencia media del sistema. Un incremento de la eficiencia marginal, auténtica medida de eficiencia, requiere un sistema de peajes no uniformes. En la actualidad, la determinación de los periodos, días y franjas horarias se hace en función de datos históricos acerca del empleo de la capacidad de la red. Cambios importantes en la intensidad energética de la actividad y las empresas, o sencillamente un comportamiento anormal de la climatología

pueden provocar que el vigente esquema de tarifas envíe señales ineficientes que no se correspondan con la efectiva utilización de la capacidad de las redes.

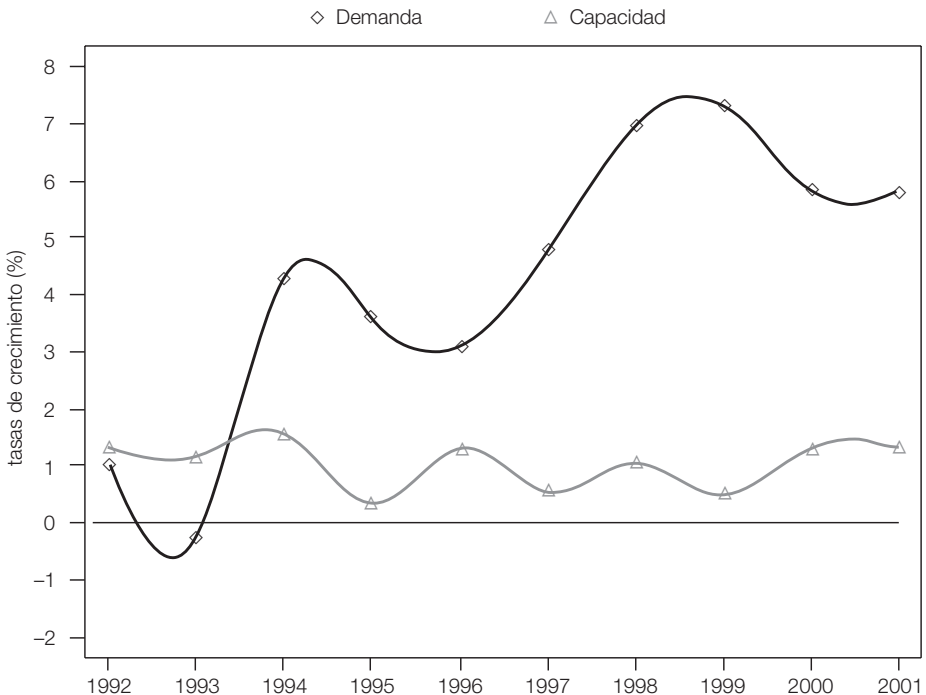
La aplicación de varios recargos, tanto de tipo económico (costes de transición a la competencia) como social (generación en régimen especial), impiden una adecuada comparación de los costes y peajes en el contexto internacional, entre los que nuestro país se situaría a la cabeza. También se ve reducida la virtualidad de los peajes como señal económica sobre las necesidades, desarrollo y expansión de la red de transporte.

Se viene destacando en los últimos años de la necesidad de incrementar la capacidad de generación, transporte e interconexión en el sistema español. Como pone de manifiesto el gráfico 2, la capacidad de transporte ha crecido bastante menos de lo que lo ha hecho la demanda de electricidad, produciéndose en determinadas situaciones verdaderos cuellos de botella en el suministro. El retraso que experimentan muchas de las

actuaciones en materia de infraestructuras de transporte tendrá, no obstante, un efecto incierto sobre la posible aparición de restricciones en los suministros (CNE, 2002a, 2002b).

En todo caso, hay varios factores que condicionan la necesidad de llevar a cabo importantes inversiones en adecuación de las redes de transporte y distribución. En primer lugar, el cambio que está

Gráfico n.º 2. **Crecimiento de la demanda y de la capacidad de transporte de electricidad**



*Demanda:* tasa de variación de la cantidad de MWh consumidos.

*Transporte:* incremento de las líneas de alta tensión. km de nuevas líneas de 400 y 220 kV

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNESA y REE.

previsto se produzca a lo largo de los próximos años en el *mix* tecnológico empleado para satisfacer la demanda eléctrica, va a suponer la sustitución de unidades de generación de gran tamaño —en cuya ubicación influyeron consideraciones de tipo político, geológico, o de proximidad a las materias primas— por otras de menor tamaño y más próximas a los centros de demanda.

En segundo término, la creciente importancia de la generación a partir de fuentes eólicas exige acometer inversiones para poder extraer su output, dada la ubicación de los parques en zonas aisladas. Por otro lado, la dificultad para prever la disponibilidad de este tipo de instalaciones, obligará a disponer de mayor capacidad ante la eventualidad de su puesta en funcionamiento.

En tercer lugar, es preciso destacar que el uso cada vez más habitual, por parte de las instalaciones de pequeño tamaño, de las redes de distribución para transportar la electricidad generada, obliga a una modernización y mejora de este tipo de redes para poder atender estas nuevas necesidades, vinculadas en muchos casos a instalaciones en Régimen Especial.<sup>22</sup>

Es preciso incidir, finalmente, en la necesidad de realizar inversiones en mantenimiento y ampliación en las redes de transporte y distribución, para hacer frente al ritmo de crecimiento de la demanda

eléctrica, que ha superado al del PIB, y al aumento de la intensidad energética, aspectos ambos que se han acelerado en los últimos años.<sup>23</sup> En el horizonte temporal en el que se mueve la planificación energética en este país (hasta el 2011) se espera que ambas tendencias continúen. Aunque en la actualidad la fortaleza de nuestra red está garantizada, si no se produce un cambio en la tendencia inversora en la misma, se pueden plantear problemas en el futuro (vid gráfico 2).

A estos factores hay que añadir otros dos que pueden relajar la necesidad de ampliación de la red de transporte. Atañe el primero a la consideración de que la aplicación de innovaciones técnicas a las redes actuales puede actuar en cierta medida como sustitutivo de la expansión física de la red de transporte. En los últimos años se ha producido un desarrollo muy importante de herramientas técnicas de controladores y semiconductores que pueden resolver importantes problemas de transporte, permitiendo acercarse a los límites térmicos de las líneas en condiciones de seguridad. Sin abordar cuestiones propias del ámbito de la ingeniería, sistemas como los FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y CUSTOM POWER representan algunas de las opciones con más posibilidades de desarrollo en el futuro (Martínez, 2002). Se refiere el segundo factor a que las características de los nuevos proyectos de generación basados

<sup>22</sup> Cogeneración o energías renovables, que poseen, entre otros incentivos para favorecer su desarrollo, el de la obligatoriedad de adquirir su producción por parte del operador del mercado

<sup>23</sup> Este aspecto, entre otros, fue señalado por el Presidente de la Comisión Nacional de la Energía, D. Pedro Meroño, en su comparecencia ante el Senado de 5 de marzo de 2002, para informar sobre la calidad del suministro eléctrico en las distintas Comunidades Autónomas.

en la utilización de ciclos combinados, y localizados en las proximidades de los grandes centros de consumo, puede hacer disminuir las necesidades de transporte.

Aun teniendo en cuenta estos efectos, es precisa la expansión de la red, lo que exige inversiones a corto y medio plazo (MINECO, 2002). El actual esquema retributivo para las actividades de transporte no envía ningún tipo de señal económica ni acerca de la localización de las nuevas inversiones ni tampoco sobre el volumen de estas, que sigue siendo una decisión fruto de la planificación previa de red.<sup>24</sup> La misma Comisión Nacional de la Energía resalta en sus conclusiones la necesidad de implementar señales económicas que permitan que los agentes puedan adoptar decisiones de localización y consumo, en función de los beneficios y costes causados al sistema (CNE, 2001b). De esta forma, se favorecería una mayor eficiencia en el empleo de la capacidad actual, así como la generación de señales económicas de mayor calidad sobre

las necesidades de expansión y desarrollo futuros.

En resumen, la retribución a las actividades de red, en concreto a la actividad de transporte, constituye un aspecto clave del proceso de liberalización eléctrico tanto por su carácter necesario para otras actividades como por su condición de sustitutivo en el corto plazo de la generación. El criterio de la remuneración marginal dejaría sin retribuir las importantes inversiones del sector, con los problemas de saturación de la red, mientras que una retribución generosa puede llevar a la sobreinversión. El establecimiento de las tarifas de acceso por parte del regulador, debe buscar un equilibrio entre la suficiencia y la eficiencia. A esto hay que añadir que al tratar de decisiones de inversión a muy largo plazo, los errores no son gratuitos, ya que la incertidumbre añade un coste, y no poco importante, que puede depender no tanto de la regulación en sí, sino de la actitud misma de los organismos encargados, tanto en este como en otros procesos de liberalización similares.

---

<sup>24</sup> Planificación que, aunque es obligatoria para las instalaciones de transporte, es orientativa para las de distribución, donde las señales económicas para su mejoran vendrían de las hipotéticas sanciones que recibirían por la baja calidad de su servicio.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACCENTURE (2002): *European energy market liberalisation. Final Report*.
- ARIÑO ORTIZ, G. y LÓPEZ DE CASTRO, L. (1998): *El sistema eléctrico español: regulación y competencia*. Montecorvo. Madrid.
- CNE (1997): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico*. Documento n.º 6: Otras mejoras técnicas. Madrid.
- CNE (2001a): *Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas*. Madrid.
- CNE (2001b): *Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*. Madrid.
- CNE (2002a): *Informe de seguimiento de las infraestructuras requeridas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura*. Primer Informe. Mayo 2002. Madrid.
- CNE (2002b): *Informe de seguimiento de las infraestructuras requeridas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura*. Segundo Informe. Julio 2002. Madrid.
- COMISIÓN EUROPEA (2002): *Second benchmarking report on the implementation of the Internal Electricity and Gas Market*. Commission Staff Working Paper. Bruselas.
- HARVEY, S y HOGAN, W. (2000): *Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power*. Documento de Trabajo, Harvard Electricity Policy Group.
- HOGAN, W. (2002): *Financial transmission right formulations*. Documento de Trabajo, Harvard Electricity Policy Group.
- IEA/OCDE (1999): *Electricity market reform*. International Energy Agency. París.
- IEA (2001): *Energy policies of IEA countries: Spain 2001 Review*. International Energy Agency. París.
- KATZ, M. L. y SHAPIRO, C. (1985): «Network externalities, competition, and compatibility». *American Economic Review*, n.º 75, pp. 424-440.
- LAFFONT, J. J. y TIROLE, J. (1994): «Access Pricing Competition». *European Economic Review*, vol. 38, n.º 9, pp. 1673-1710.
- LAFFONT, J. J. y TIROLE, J. (1998a): «Network competition: overview and nondiscriminatory pricing». *Rand Journal of Economics*, vol. 29, n.º 1, pp. 1-37.
- LAFFONT, J. J. y TIROLE, J. (1998b): «Network competition: price discrimination». *Rand Journal of Economics*, vol. 29, n.º 1, pp. 38-56.
- LAFUENTE, A. y OCAÑA, C. (2001) «Panorama de las industrias de red». *Ekonomiaz*, n.º 46, pp. 13-37.
- LASHERAS, M. A. (1999): *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona. Ariel.
- LASHERAS, M. A. (2001) «Las inversiones de largo plazo y los mercados eléctricos». *Ekonomiaz*, n.º 46, pp. 61-75.
- MARTÍNEZ VELASCO, J. A. (2002) «Sistemas flexibles de transporte y distribución de energía eléctrica». *Energía: Ingeniería Energética y Medioambiental*, n.º 162, pp. 85-92.
- MINECO (2002): *Planificación de los sectores de electricidad y gas: desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Ministerio de Economía. Secretaría de Estado de Energía. Septiembre 2002, Madrid.
- NEBOT LOZANO, J. M. et al. (1998): *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*. Civitas. Madrid.
- NERA (1999): «Electricity transmission pricing: The European perspective». *Energy Regulation Brief*. July 1999.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. (1998): *Visión global del cambio de regulación*. CNSE Documento de Trabajo, n.º 98-3, CNE, Madrid.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. (2001) «Panorama de las industrias de red: tendencias recientes del sector eléctrico». *Ekonomiaz*, n.º 46, pp. 39-59.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. y PERÁN MONTERO, F. L. y RUBIO ODÉRIZ, F. J. (2002): *Benchmark of electricity transmission*. European Commission. DG TREN.
- RUBIO ODERIZ, F. J. y PÉREZ-ARRIAGA, I. (1999): «Estudio teórico de la retribución marginalista de la red de transporte». *Actas de las VI Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica*, vol. 3, pp. 65-72.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. (2003): «Liberalización de los sistemas eléctricos, eficiencia y ¿algo más?». *Revista de Estudios Europeos*, en prensa.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. y CALERO PÉREZ, P. (2002): *Regulación de las tarifas de acceso a las redes y liberalización del sector eléctrico español*. Documento de trabajo.
- UNESA (2001): «Hechos relevantes para el sector eléctrico en el contexto internacional entre 1996 y 2001». *Informe Internacional*, núm. 100 (Especial).