

Paulina Beato Blanco*

LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA ¿UN PROCESO INCOMPLETO O FRUSTRADO?

El proceso de liberalización del sector eléctrico español, que comenzó en 1997 con la Ley 54/1997 que introducía las normas comunes adoptadas en la UE para el mercado interior de electricidad, ha cambiado notablemente el panorama del sector, como se pone de manifiesto a lo largo del artículo. Tras presentar una perspectiva general de este proceso, se analizan las características y el papel del mercado dentro del sector eléctrico y se ofrecen una serie de reflexiones acerca de las medidas que deberían adoptarse para seguir dotando al sector de la flexibilidad necesaria para continuar avanzando en su apertura a la competencia, en su eficiencia y en la necesaria participación de los consumidores finales en el mercado.

Palabras clave: sector eléctrico, regulación, tarifas eléctricas, competencia, España.

Clasificación JEL: L94, O52.

1. Introducción

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE). La LSE transponía la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las

bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea.

La liberalización y las reformas implícitas en la citada directiva pretendían introducir competencia en determinados segmentos del suministro eléctrico para promover una asignación eficiente de los recursos. En el sector eléctrico se combinan segmentos susceptibles de ser competitivos

* Este artículo ha sido elaborado conjuntamente con Juan Delgado, investigador en el programa Repsol YPF-Harvard Kennedy School sobre estudios de energía. Su investigación se centra en la aplicación de políticas de la competencia y la adopción de medidas para reducir el poder de mercado en mercados organizados de electricidad. También ha trabajado en el análisis de mecanismos de mercado en el sector eléctrico. Anteriormente estuvo como experto nacional en la Dirección General de la Competencia de la Comisión Europea y como economista en la Comisión del Mercado de las

Telecomunicaciones. Ha publicado en el *Journal of Economic Theory*, en el *Journal of Industrial Economics* y en *Economic Theory*, y es autor de varios artículos sobre regulación y competencia en el sector de las telecomunicaciones. Es doctor en Economía (Premio Extraordinario) por la Universidad Carlos III de Madrid y Máster por la Universidad de Warwick (Reino Unido). En septiembre de 2005 se incorporará como investigador en el área de mercados y regulación en BRUEGEL, un *think-tank* especializado en economía europea e internacional.

como la generación y la comercialización con segmentos con estructura de monopolio natural como el transporte y la distribución. De ahí que los dos aspectos claves de una reforma en el sector eléctrico sean la promoción de la competencia efectiva en los segmentos competitivos y la continua adaptación de las redes a las demandas de los participantes en los segmentos liberalizados así como la garantía de acceso a las mismas en condiciones objetivas y no discriminatorias.

La regulación del sector eléctrico español ha avanzado un gran trecho en el camino a la plena liberalización. Sin embargo, a pesar de los avances, la regulación actual no ha sabido desprenderse de los restos regulatorios del pasado que obstaculizan el desarrollo de un mercado eficiente de la energía. La regulación peca de intervencionista y de desconfianza en el mercado. El sistema «híbrido» de regulación existente hoy en día en el sector eléctrico está lleno de inconsistencias: por un lado, se promueve la creación de mercados y la libre entrada y por otro se limita el papel de los mercados y por tanto no se transmiten señales de eficiencia ni a los nuevos entrantes ni a los consumidores.

A pesar de los cambios legales y regulatorios, no existe competencia efectiva en España. No sólo los antiguos monopolios integrados siguen controlando la demanda y la oferta de generación de energía eléctrica, sino que, además, los resquicios para introducir competencia vía la entrada de nuevos oferentes en los segmentos de comercialización y generación se han visto frustrados por trabas e incertidumbres regulatorias.

La reforma del sector no ha logrado ni una desconcentración de la oferta, ni una separación efectiva entre el negocio de distribución de un lado y los negocios de generación y comercialización de otro. Por otro lado, no se ha logrado dotar al mercado del papel preponderante que debería tener en un sector liberalizado. Hoy en día, los precios resultantes de dicho mercado no determinan ni los pagos de la mayor parte de los consumidores ni los ingresos de los generadores.

Este artículo analiza las asignaturas pendientes del proceso de liberalización del sector español así como las

principales causas de la ausencia de competencia en el mismo. A pesar de las dificultades, el artículo se muestra optimista ante el futuro del sector siempre y cuando se profundice en las medidas de liberalización y se promueva una regulación eficiente que resuelva aquellos aspectos que el mercado no es capaz de resolver y apoye el desarrollo de la competencia en los segmentos competitivos. El artículo muestra que hay todavía oportunidades para promover la competencia efectiva en el sector eléctrico español eliminando regulaciones intervencionistas y propias de un sector verticalmente integrado y carente de competencia e introduciendo otras medidas que promuevan la entrada de nuevos oferentes y un comportamiento racional de los consumidores.

El resto del artículo está organizado de la forma siguiente. El apartado 2 presenta un panorama general del proceso de liberalización del sector eléctrico español. El apartado 3 analiza las características y el papel del mercado dentro del sector eléctrico e identifica las principales deficiencias del mismo. El apartado 4 discute el escaso desarrollo del segmento minorista y la escasa participación de los consumidores finales en el mercado. El apartado 5 analiza los retos de la red de transporte para promover una mayor competencia. El apartado 6 discute la desconexión que la regulación provoca entre los ingresos percibidos por los distintos agentes y los servicios que presta. El apartado 7 explora algunos caminos para aumentar la competencia en el sector eléctrico. El apartado 8 resume las conclusiones.

2. Un panorama general del sector eléctrico en España

El marco legislativo

La apertura a la competencia del sector eléctrico español comienza con la suscripción por parte del Ministerio de Industria y Energía y las empresas del sector eléctrico del Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional de diciembre de 1996. El Protocolo Eléctrico tenía por objeto

sentar las bases para la transposición de la Directiva 96/92/EC sobre Normas Comunes para el mercado Interior de la Electricidad, que fue aprobada por el Consejo Europeo de Ministros el 19 de diciembre de 1996 y entró en vigor dos meses más tarde.

La Directiva de electricidad establece los principios generales de la liberalización del sector eléctrico. En concreto, establece los procedimientos de autorización para la construcción de capacidad de generación. En relación con el transporte y la distribución, la Directiva establece las figuras del operador del sistema de transporte y del operador del sistema de distribución que serán los responsables de coordinar y gestionar las redes de transporte y distribución respectivamente. La Directiva exige que exista, al menos, separación contable entre las actividades de generación, transporte y distribución. También se establecen las condiciones de acceso a la red de transporte y distribución que deberán ser objetivas, transparentes y no discriminatorias. Finalmente, la Directiva establece el calendario de apertura gradual del mercado.

El Protocolo Eléctrico desembocó en la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que constituye el marco legislativo del sistema eléctrico español liberalizado. La LSE, todavía vigente, establece el procedimiento de autorización para la producción de electricidad; el mecanismo de recuperación de los costes de transición a la competencia, la organización y el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad; la regulación y procedimientos de remuneración de las actividades de transporte y distribución; y la liberalización de las actividades de generación y comercialización. También en la LSE se crean las figuras del regulador (la Comisión Nacional de la Energía, CNE), el operador del sistema y gestor de la red de transporte (Red Eléctrica de España, REE) y el operador del mercado eléctrico (OMEL) que gestiona el mercado mayorista. A partir del 1 de enero de 1998 la liberalización se hizo efectiva.

En vista del lento proceso de apertura de los mercados eléctricos en la Unión Europea, el Consejo Europeo, reunido en Lisboa los días 23 y 24 de marzo de 2000, solicitó la adopción de medidas urgentes para la aceleración de

la liberalización en los sectores de la electricidad y el gas para crear un mercado interior plenamente operativo. La segunda directiva de electricidad (Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad) profundiza en la apertura del sector mediante una regulación más estricta de las condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución y mediante la exigencia de creación de reguladores independientes. Esta figura ya existía en España a pesar de no ser necesaria bajo la primera directiva.

La segunda directiva establece que debe existir separación jurídica entre los operadores de transporte, los operadores de distribución y el resto de los agentes del sector; la entrada en el segmento de la generación debe ser completamente libre, el mercado minorista completamente abierto antes de julio de 2007 (es decir, todos los consumidores deben poder tener el derecho a elegir su proveedor de electricidad) y, por último, se establecen las bases para la consecución de un mercado único europeo. Para desarrollar este último aspecto se aprobó el Reglamento CE número 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, que establece las condiciones generales de remuneración de la interconexión transfronteriza.

A día de hoy, la segunda directiva no ha sido todavía transpuesta al marco legal español.

La estructura de la generación

El Cuadro 1 refleja la distribución de la capacidad de generación eléctrica por energía primaria.

De este cuadro cabe resaltar los siguientes aspectos. En primer lugar, un incremento de la producción de las centrales de ciclo combinado que sólo en tres años ha superado la capacidad de generación nuclear y de fuel llegando a 8.283 Mw, es decir, ha pasado de representar un 12 por 100 del total de la capacidad total instalada a un 16 por 100 de la capacidad instalada en régimen ordinario.

CUADRO 1
POTENCIA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE
(En Mw)

	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica	16.524	16.586	16.586	16.657	16.657
Nuclear.	7.799	7.816	7.816	7.876	7.876
Carbón.	11.542	11.565	11.565	11.565	11.565
Fuel/Gas.	8.214	8.214	7.494	6.930	6.930
Ciclo combinado	–	–	2.794	4.394	8.283
Total régimen ordinario	44.079	44.181	46.255	47.422	51.312
Hidráulica	1.380	1.433	1.487	1.557	1.599
Eólica	2.298	3.442	4.927	6.138	8.351
Otras renovables	339	455	611	681	757
No renovables	4.969	5.546	6.075	6.275	6.405
Régimen especial	8.986	10.876	13.100	14.652	17.112
Total	53.066	55.057	59.355	62.074	68.424

FUENTE: REE.

Esta tendencia al crecimiento de la capacidad de generación de ciclo combinado se observa prácticamente en toda Europa. En España, la capacidad de generación de ciclo combinado crecerá en los próximos años ya que la mayor parte de los proyectos de construcción de nuevas plantas corresponde a centrales de ciclo combinado. En segundo lugar, la energía hidroeléctrica tiene con relación a otras regiones de Europa un peso relativamente alto en el mercado ibérico lo cual provoca que las condiciones meteorológicas influyan sobre el precio no sólo por el lado de la demanda, sino también por el lado de la oferta. En tercer lugar, el incremento espectacular de la capacidad de generación eólica que representa aproximadamente el 12 por 100 de la capacidad de generación total. El crecimiento de la misma supone grandes retos para el desarrollo de la red de transporte eléctrico.

El consumo

El consumo anual de energía eléctrica en el sistema nacional fue de 248.774 Gwh en el año 2004 con un cre-

cimiento del 4,01 por 100 respecto al año anterior. Para el mismo año, el consumo del sistema peninsular fue de 234.916 Gwh con un crecimiento de un 4 por 100 con respecto al año anterior. El sistema peninsular representa casi el 95 por 100 del mercado nacional y es en el que se centra el análisis de este artículo.

El consumo peninsular en los últimos diez años, 1995-2004, aumentó en 83.147 Gwh mientras que en el período 1985-1994, el consumo sólo creció en 35.322 Gwh. Es decir, el crecimiento de los últimos diez años es más del doble del crecimiento de los diez años anteriores. Este elevado ritmo de crecimiento es un elemento clave para entender el funcionamiento de los mercados eléctricos y las preocupaciones de las autoridades y reguladores.

En el período 1997-2001, el consumo anual creció un 26,6 por 100 y la punta de consumo creció incluso en un porcentaje mayor, en torno al 27,6 por 100. Durante este período no se produjeron nuevas inversiones de generación en el sistema ordinario, aunque se produjeron algunas inversiones menores en sistemas eólicos. En tales condi-

CUADRO 2
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

Año	Sistema peninsular			Sistema nacional	
	Puntas horarias Mwh	Consumo Gwh	Tasa crecimiento	Consumo Gwh	Tasa crecimiento
1994.....	24.764	146.282	3,3	153.523	3,5
1995.....	25.813	151.769	3,8	159.413	3,8
1996.....	25.357	156.245	2,9	164.238	3,0
1997.....	27.369	162.383	3,9	170.981	4,1
1998.....	29.484	173.058	6,6	182.312	6,6
1999.....	31.247	184.354	6,5	194.432	6,6
2000.....	33.236	195.010	5,8	205.805	5,8
2001.....	34.930	205.634	5,4	217.215	5,5
2002.....	34.336	211.211	2,7	223.180	2,7
2003.....	37.212	225.851	6,8	238.971	7,0
2004.....	37.724	234.916	4,0	248.774	4,1

FUENTE: REE.

ciones, es fácil de explicar el temor de las autoridades a que los generadores se aprovecharan de la escasez de oferta y adoptaran comportamientos no competitivos y su preocupación por aumentar la capacidad de generación.

3. El mercado de electricidad

Desde 1998 el mercado está organizado en torno a un mercado mayorista *spot* de electricidad. Existen 24 mercados diarios (un mercado por hora) de participación voluntaria. Existen también seis mercados intradiarios en los que los agentes ajustan sus posiciones en los mercados diarios.

El operador de mercado OMEL es el responsable de casar la oferta y la demanda y determinar cuánta energía vende cada productor y a qué precio. El precio se determina mediante el cruce de las funciones de oferta agregada y demanda agregada en cada hora. El operador del sistema REE determina la factibilidad del plan de producción resultante del mercado teniendo en cuenta las restricciones impuestas por la red de transporte. En

este sentido, el operador del sistema puede retirar ofertas que han sido aceptadas por no ser viables e incluir ofertas que han sido inicialmente rechazadas.

Aunque los agentes del mercado pueden firmar también contratos bilaterales a corto y largo plazo, en la actualidad el 90 por 100 de la energía se negocia en el mercado *spot*. Las razones por las cuales los agentes no utilizan los contratos bilaterales a largo plazo son en parte de índole regulatoria y estructural y se analizan más adelante en este mismo apartado. La experiencia internacional muestra que los mercados *spot* de electricidad, incluso en los casos en los que la oferta está suficientemente atomizada, pueden ser susceptibles de ser manipulados¹. Este fenómeno se acentúa en los periodos de demanda alta en los que la producción de una gran parte de las plantas puede ser necesaria para cubrir toda la demanda. En este caso, los oferentes, conscientes de que

¹ Existe extensa literatura sobre este fenómeno. Véase, por ejemplo, BORENSTEIN y BUSHNELL (1999).

su producción es imprescindible, pueden fijar precios altos sin que se vea afectada su cuota de mercado.

La rigidez de la demanda del mercado *spot* y la entrada limitada de nuevos competidores limitan el desarrollo de la competencia en los mercados *spot* y, en particular, en el mercado *spot* de España. En el caso de España, la escasa competencia se acentúa por la concentración de la oferta y la demanda y falta de separación entre los agentes que configuran la oferta y la demanda, y la escasa capacidad de los consumidores finales para reaccionar ante cambios en los precios.

Concentración de la oferta y la demanda

Tanto la oferta como la demanda del mercado español *spot* de electricidad están controladas por dos grupos: Endesa e Iberdrola. Estos dos grupos controlan el 60 por 100 de la generación. Si bien estas cifras pudieran reflejar la existencia de cierta competencia en cualquier otro mercado, en el mercado eléctrico, dada la rigidez de la demanda, no son suficientes para garantizar el desarrollo de un mercado competitivo. Endesa posee una cuota de mercado en torno al 35 por 100 e Iberdrola del 25 por 100 con la peculiaridad de que controla el 60 por 100 de la capacidad de generación hidráulica. La flexibilidad que proporciona la generación hidráulica coloca a Iberdrola en una situación privilegiada.

La concentración de la oferta es habitual en casi todos los países europeos y alcanza cotas próximas al monopolio en países como Francia o Bélgica.

La demanda del mercado *spot* eléctrico está conformada por los llamados comercializadores de electricidad, por los distribuidores y por grandes consumidores cualificados que pueden participar directamente en el mercado *spot*. Los comercializadores de electricidad compran electricidad en los mercados mayoristas y la venden a los consumidores que tengan la condición de cualificados y que decidan obtener el suministro de energía eléctrica a precios no regulados. Las empresas de distribución son las propietarias de la red de distribución de energía eléctrica que suministran energía a tari-

fa regulada bien a consumidores no cualificados para elegir proveedor o bien a aquellos cualificados que voluntariamente están sujetos a la tarifa regulada. Las empresas presentes en el segmento de la distribución son prácticamente las mismas que las presentes en el segmento de la generación. De hecho, el 80 por 100 de la demanda de energía está controlada por los mismos grupos económicos que controlan la oferta.

La concentración de la oferta y de la demanda y el hecho de que los mismos grupos estén presentes en ambos lados del mercado hacen que resulte relativamente fácil calcular la demanda residual a la que se enfrenta cada agente y, dada la rigidez de la demanda, establecer precios por encima del precio competitivo.

La escasa reacción de los consumidores

La demanda de energía eléctrica es muy rígida fundamentalmente por dos motivos: en primer lugar por las dificultades para sustituir en el corto plazo la energía eléctrica por otras fuentes de energía y, en segundo lugar, por la falta de exposición del consumidor final a las fluctuaciones en el mercado *spot* (dado que la tarifa eléctrica, tal y como se configura hoy en día, no está ligada al precio *spot*). Esta rigidez que se ve acentuada en el caso de España por el hecho de que la distribución esté en las mismas manos que la generación y, por tanto, aun en el supuesto de un mercado plenamente liberalizado, los distribuidores tendrían escasos incentivos para comportarse agresivamente en el mercado final.

En efecto, a pesar de que desde el año 2003, todos los consumidores en el territorio peninsular español tienen libertad para elegir suministrador y acceder al suministro eléctrico a precios liberalizados, sólo un 5,7 por 100 de los puntos de suministro reciben la energía a precios no regulados y sólo el 30 por 100 de la energía suministrada se hace en régimen de libertad de precios². Esto significa

² Existe evidencia de que algunos grupos económicos que controlan distribuidoras y comercializadoras inscriben a los nuevos consumidores

que los consumidores que actúan a través de distribuidores no son sensibles a los precios del mercado *spot* y que no van a disminuir su consumo de energía en momentos de escasez ya que no van a recibir beneficio alguno por alterar su comportamiento.

Cuando la demanda es rígida, el poder de mercado de los oferentes será mayor, porque las subidas de precios no se trasladarán en reducciones del consumo. En el contexto actual, la reacción de los consumidores ante un incremento del precio es limitada ya que, tanto los clientes residenciales como los industriales, no disponen de alternativas inmediatas y, aun en el caso de que tuvieran otras opciones para cubrir sus necesidades, tampoco tendrían incentivos en usarlas porque los consumidores no participan en el mercado y saben que el precio que pagarán por la energía es independiente de sus acciones en ese momento.

Distorsiones regulatorias

La regulación del sector eléctrico español introduce distorsiones en los mercados que probablemente frenen la competencia incluso más que la concentración de la oferta. La gama de distorsiones es muy amplia y está fuera del alcance de este artículo. El apartado 6 analiza en qué medida la regulación del sector provoca una desconexión generalizada entre el cliente y el proveedor de servicios. Tal desconexión es sin duda un freno al desarrollo de mercados competitivos de electricidad. En este apartado, queremos analizar dos distorsiones regulatorias: los costes de transición a la competencia (CTC) y las cuotas de garantía de potencia.

Los CTC fueron creados por una disposición transitoria de la LSE y se configuran como una compensación

por los costes en que incurren las instalaciones de generación por pasar de un sistema regulado a un sistema en competencia. Tales costes se pagan sólo a las instalaciones de producción que antes del 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio. La regulación también establece que los CTC sólo se aplicarán si las correspondientes instalaciones venden su energía en el mercado *spot*. Pero la regulación aún distorsiona más el mercado, al indicar que si el precio medio de generación a que se refiere el de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del de los CTC que la empresa correspondiente tuviera derecho a recibir.

Así pues, los CTC distorsionan el funcionamiento del mercado *spot*, frenan el desarrollo de los mercados a plazo y son una barrera para la entrada de nuevos oferentes. En efecto, los CTCs distorsionan la formación de los precios en los mercados *spot* porque si el precio *spot* está por encima de un determinado nivel, los generadores no reciben pagos en concepto de CTC, mientras que si los precios están por debajo del precio techo fijado por el regulador, entonces sí se reciben los pagos por CTC. Por tanto, aquellos generadores que reciben pagos por CTC tienen incentivo a reducir los precios con el fin de impedir la entrada de nuevos generadores puesto que sus ingresos están complementados por los pagos de CTC³. Los CTC también discriminan en contra de los mercados a plazo ya que sólo la energía negociada en el mercado *spot* recibe estos ingresos.

Las denominadas cuotas de garantía de potencia generan una distorsión similar en el mercado *spot*. De acuerdo con el artículo 24, apartado 1 del Real Decreto 2019/1997,

como consumidores liberalizados pero les tratan como consumidores de tarifa regulada. Aunque no hemos identificado la norma regulatoria que incita a estos grupos a tal proceder, debe estar relacionada con la desconexión entre los servicios efectivamente prestados a los clientes y los ingresos efectivamente percibidos por los prestadores a que se refiere el apartado 6.

³ Esta práctica ha sido denunciada por Gas Natural. Véase *Cinco Días* de 27 de julio de 2004: «Gas Natural acusa a Endesa de manipular precios». En concreto, Gas Natural acusaba a Endesa de mantener los precios excesivamente bajos, a pesar del precio creciente de las materias primas.

de 26 de diciembre, «la retribución por garantía de potencia tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado. El Ministerio de Industria y Energía establecerá mediante Orden ministerial y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, el procedimiento de retribución e imputación de garantía de potencia, especificando las condiciones y los sujetos que estarán obligados al pago y que tengan derecho de cobro, tomando en consideración la permanencia y la gestión e instalación de capacidad de generación en el sistema».

Pues bien, como se discute en el apartado 6 tales cuotas ni contribuyen a dar garantía al sistema, ni promueven el aumento de oferta. Es más, las cuotas de garantía de potencia suponen una intervención del regulador en la fijación de los precios de electricidad que, según nuestra propia legislación y la comunitaria, lo debe hacer el mercado. Además, dichas cuotas son solamente recibidas por las instalaciones que participan en el mercado *spot*, mientras que la energía contratada fuera de estos mercados no recibe tales ingresos.

Ausencia de mercados a plazo

La existencia únicamente de mercados en tiempo real plantea numerosos problemas. Como hemos mencionado anteriormente, los mercados *spot* son susceptibles de ser manipulados y generar precios muy por encima de los competitivos. Al mismo tiempo, la incertidumbre sobre la evolución futura de los precios puede limitar la inversión en nuevas instalaciones.

La mayor parte de mercados organizados de electricidad cuentan con un mercado *spot*. Sin embargo, el papel del mercado *spot* difiere en los distintos mercados: Mientras que en algunas regiones el mercado *spot* juega un papel central (por ejemplo, Chile, Argentina o los mercados de los noventa en California y Reino Unido), en otros el papel del mercado *spot* es puramente residual y actúa como un mecanismo de ajuste de la demanda y la oferta en

tiempo real una vez que los mercados a plazo se han cerrado (por ejemplo, Texas, mercados del Este de EE UU o el actual mercado británico NETA). Hay una clara tendencia hacia el diseño de mercados secuenciales (es decir, la coexistencia de mercados a plazo y mercados *spot*).

La legislación española no impide la firma de contratos a plazo. Sin embargo, el 90 por 100 de la electricidad en España se vende en el mercado *spot*. Los mercados a plazo tienen un importante papel en otros mercados liberalizados como el británico o el escandinavo. En el caso británico, el paso de un diseño de mercado basado únicamente en un mercado en tiempo real a un mercado basado en contratos bilaterales hizo disminuir el precio y aumentar la capacidad instalada.

Los mercados de futuros y los contratos a largo plazo disminuyen el ejercicio de poder de mercado en el mercado *spot*, aumentan la liquidez del sistema, y permiten planificar mejor las inversiones al convertir los costes fijos en variables y al proveer un flujo constante y seguro de ingresos durante un período de tiempo.

Un mercado integrado en la Península Ibérica: ¿mito o realidad?

El 14 de noviembre de 2001, los gobiernos español y portugués firmaron un acuerdo para crear el mercado ibérico de electricidad o MIBEL. La entrada en vigor del MIBEL ha sido pospuesta en numerosas ocasiones. Recientemente, el Real Decreto-Ley 5/2005⁴ estableció el 30 de junio de 2005 como nueva fecha para su entrada en funcionamiento. Las modificaciones legislativas necesarias para la consecución del mercado ibérico se encuentran más avanzadas en España que en Portugal pero, a nivel práctico, el MIBEL está lejos de ser una realidad⁵.

⁴ Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública publicado en el BOE de 14 de marzo.

⁵ En junio de 2005 ninguno de los dos Estados había transpuesto la segunda directiva de electricidad incumpliendo los plazos previstos en la misma.

El MIBEL se articulará en torno a contratos bilaterales entre generadores, comercializadores y consumidores finales, un mercado *spot* y un mercado a plazo. El MIBEL tendrá un único operador de mercado (OME) pero seguirá habiendo dos operadores de sistema: REE y Red Eléctrica Nacional.

En 2004 las exportaciones a Portugal supusieron el 14 por 100 (9 por 100 en 2003)⁶ del consumo en Portugal⁷. A pesar de la evolución positiva de las exportaciones todavía no se puede hablar de dos mercados integrados. La creación *de facto* de un mercado ibérico todavía debe superar numerosos obstáculos tanto regulatorios como de carácter estructural tales como la escasa interconexión existente entre ambos países, el diseño y la organización del mercado, el tratamiento de los costes de transición a la competencia y la reforma del sistema tarifario.

Un aspecto fundamental para que la integración se produzca de forma efectiva es que exista suficiente interconexión entre los territorios que integran el mercado. De lo contrario, los mercados seguirían siendo independientes a pesar de la integración legal. El acuerdo inicial entre los gobiernos de España y Portugal incluye el compromiso de fomentar la construcción de líneas de alta tensión.

La capacidad de interconexión entre España y Portugal es de 4.010 Mw. La capacidad comercial (es decir, descontando la capacidad de interconexión que ha de dedicarse a cumplir objetivos de seguridad) se sitúa en torno a los 750 Mw. De acuerdo con REE la capacidad comercial de interconexión se situará en torno a 1.500-1.700 Mw en 2008⁸.

⁶ Las exportaciones en 2004 ascendieron a 7.460 GWh frente a 4.423 GWh en 2003. Las importaciones ascendieron a 976 GWh.

⁷ El alto volumen de importaciones de Portugal en los años 2003 y 2004 estuvo provocado por la baja hidráulica. En años de hidráulica media, las importaciones son muy inferiores.

⁸ En abril de 2004 se puso en servicio el segundo circuito de la línea eléctrica de 400 Kw Cartelle-Lindoso. En diciembre de 2004 se inauguró el primer circuito de la línea de 400 Kw de la línea Alqueva-Balboa. Se han iniciado estudios para la construcción de una nueva línea de 400 Kw en la zona del Duero. Los proyectos de la zona del Tajo y la nueva línea Alqueva-Balboa, con los que prácticamente se duplicará la capacidad de interconexión, estarán concluidos a finales de 2005.

En el corto plazo, y hasta que aumente la capacidad de interconexión entre los dos países, los efectos de la integración serán limitados ya que tanto en España como en Portugal será imprescindible el papel de los generadores locales para cubrir la demanda de cada uno de los países. Ello implica que será frecuente la intervención del operador del mercado con el fin de igualar oferta y demanda a ambos lados de la frontera lo que puede resultar en precios distintos en cada uno de los países⁹. EDP podría por ejemplo ofrecer altos precios sin temer la competencia de los operadores españoles debido a la capacidad limitada de interconexión.

La efectividad en el medio plazo del mercado ibérico ha sido puesta en duda en numerosas ocasiones por las autoridades de competencia tanto nacionales como europeas. El Tribunal de Defensa de la Competencia, en el ámbito de numerosos expedientes de fusiones y adquisiciones¹⁰, considera que el mercado geográfico relevante es el «territorio peninsular español» ya que estima que la interconexión con Portugal no es suficiente como para considerar que la Península Ibérica constituya un único mercado. La Comisión Europea también comparte esta definición restrictiva e incluso en el caso de mercados con mayor integración como los países nórdicos la Comisión se muestra reticente a considerar mercados de generación eléctrica de carácter supranacional¹¹.

⁹ Ante la falta de interconexión, algunos agentes han optado por invertir en el país vecino. Por ejemplo, Endesa e Iberdrola han obtenido recientemente sendas licencias para construir dos centrales térmicas de ciclo combinado en Portugal, con una potencia conjunta de 1.317 megavatios (véase *Cinco Días* de 23 de febrero de 2005). El mercado ibérico es la región europea con mayor capacidad de generación en construcción. En concreto, hay varios proyectos en marcha de centrales de ciclo combinado que suman un total de 11.400 Mw). También se han llegado a acuerdos en el segmento de distribución y comercialización (por, ejemplo, el acuerdo entre Endesa Energía y el Grupo Portugués Sonae para comercializar electricidad; véase comunicado de prensa de Endesa de 29 de noviembre de 2001 en www.endesa.es).

¹⁰ Por ejemplo, en el informe de 10 de enero de 2001 sobre el expediente de concentración económica 60/00 Endesa-Iberdrola y en el informe de 17 de mayo de 2001 sobre el expediente de concentración económica 54/00 Hidrocantábrico/Unión Fenosa.

¹¹ En la decisión Sydkraft/Gräninge de 30 de octubre de 2003 (expediente COMP/M.3268, página 26) la Comisión determina que el mercado eléctrico sueco está aislado del resto del Nordpool en muy

Recientemente, en la decisión sobre la propuesta de adquisición de GDP por parte de EDP y ENI la Comisión concluye que el mercado mayorista portugués de electricidad es de ámbito nacional y que es poco probable que sea de ámbito más amplio en un futuro cercano¹².

En todo caso, en un mercado en el que las decisiones de inversión se deben tomar con suficientes años de antelación y la construcción de nuevas plantas conlleva varios años, la definición del mercado debería no sólo tener en cuenta aspectos estáticos o históricos sino que debería hacer un ejercicio de prospección y considerar la evolución probable del mercado en el futuro.

El análisis prospectivo de la Comisión se centra en la interconexión transfronteriza y no considera las previsiones de inversión transnacional en generación. Esta inversión en generación puede aumentar la competencia incluso cuando la interconexión sea escasa. Los generadores, anticipando que seguirá existiendo congestión en el corto plazo, invertirán en nuevas plantas en aquellas zonas que tienen restringidas las importaciones¹³.

4. La elección de los consumidores finales y la demanda de energía eléctrica

El poder de mercado de un oferente en el mercado eléctrico está determinado por la elasticidad de su propia demanda residual. Tres elementos son claves para determinar dicha elasticidad: la sensibilidad del consumo final de energía eléctrica a los precios de la misma, la disponibilidad de intermediarios con capacidad de negocia-

ción similar a las del oferente y el control de la demanda del mercado por parte del propio oferente. Pues bien, en España, como se mencionó anteriormente, los tres elementos anteriores están configurados para reforzar el poder de mercado de los grandes grupos de generación.

En particular, si los precios que pagan los consumidores están regulados y no guardan relación con los precios del mercado *spot*, los consumidores serán insensibles a las subidas de precios y por tanto éstos no servirán para administrar la escasez en períodos de demanda punta. En España más del 70 por 100 de la energía que se consume y más del 94 por 100 de los puntos de consumo tienen precios regulados que, además, no guardan ninguna relación con los precios del mercado *spot*. Esto es así porque los agentes del mercado por el lado de la demanda, comercializadores y distribuidores, venden más del 70 por 100 a consumidores que no han tomado la opción de comprar la energía eléctrica a precios libres; y ello a pesar de que, desde enero de 2003, todos los consumidores pueden elegir proveedor

La segunda directiva de electricidad de la Comisión Europea (Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad) establece el calendario de apertura y liberalización del mercado minorista de electricidad. No obstante, la citada directiva permite cierta flexibilidad en los mecanismos y organización para hacer llegar los efectos de la competencia en los mercados al consumidor final. Es decir, en lo que se ha venido en llamar el mercado minorista.

La libertad de elección del consumidor

La directiva prevé que antes del 1 de julio de 2007 todos los consumidores deberán poder elegir su proveedor de electricidad. Ello significa, usando la terminología de la propia regulación española, que todos los consumidores deben ser elegibles o estar cualificados. La directiva prevé dos hitos: antes del 1 de julio de 2004 el grupo de clientes cualificados deberá incluir a todos los clientes no

pocas ocasiones. Incluso en este caso la Comisión concluye que el mercado podría ser más amplio que el nacional pero deja la cuestión abierta. El regulador danés determinó en una decisión reciente que el ámbito geográfico del mercado mayorista se reducía a Dinamarca (Decisión Elsam/NESA;

<http://www.ks.dk/konkurrence/afgoerelser/2004/R2403/elsam>).

¹² Véase también al respecto la Decisión de la Comisión 2004/135/EC (Expediente M. 2434. Grupo Villar MIR/ENBW/Hidrocantábrico) OJ L 48, 18.2.2004, página 86 y la Decisión Expediente M.2684 - ENBW/EDP/Cajastur/Hidrocantábrico, párrafo 25.

¹³ Por ejemplo, Endesa e Iberdrola están construyendo sendas centrales de ciclo combinado en Portugal. Véase nota 10.

CUADRO 3
CALENDARIO DE ELEGIBILIDAD PARA LOS CONSUMIDORES DE ELECTRICIDAD

Marco jurídico	Fecha efecto	Niveles de consumo	Apertura mercado
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15 GWh	26% 700 suministros
RD 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33,4% 2.300 suministros
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37% 3.800 suministros
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39,6% 5.600 suministros
	01/10/1999	Superior a 1GWh	43,4% 10.000 suministros
RD-L 6/1999	01/07/2000	Tensión de suministro superior a 1.000 V	52,3% 65.000 suministros
RD-L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100% 21.500.000 suministros

domésticos y antes del 1 de julio de 2007 todos los consumidores deberán poder elegir su proveedor.

La regulación española no ha esperado a esta segunda directiva para cualificar a todos los consumidores para elegir su propio proveedor. Así pues, con la total apertura de los mercados de electricidad y gas natural, el 1 de enero de 2003 culminó en España el proceso de liberalización. Sin embargo, a efectos prácticos, la mayoría de los consumidores no dispone de un proveedor alternativo al que recurrir en lugar de su distribuidor tradicional.

El Cuadro 3 muestra los consumos exigidos para adquirir la condición de cliente elegible o cualificado en el sector eléctrico.

Los comercializadores

El comercializador es una figura clave para desarrollar el mercado minorista y hacer el mercado de electricidad más competitivo. El comercializador adquiere por un lado electricidad en el mercado mayorista (bien mediante su participación en el mercado *spot* o mediante la firma de contratos bilaterales con empresas generadoras) y, por otro, vende

esta energía a sus clientes finales para lo que hace uso de la red de distribución de los distribuidores tradicionales a cambio de un precio preestablecido. Así pues, el comercializador, como agregador de demanda, añade «poder de mercado» por el lado de la demanda en el mercado mayorista lo que contrarresta el posible poder de mercado de los generadores en el mercado mayorista; por otro lado, introduce presión competitiva en el mercado final. Además, el comercializador es un gestor del riesgo que asume total o parcialmente la volatilidad de los precios mayoristas.

Los comercializadores independientes ofrecen un valor añadido a los consumidores y aumentan la eficiencia total del sistema a menos que los costes de intermediación fueran mayores que los beneficios que aportan al sistema.

Sin embargo, la figura del comercializador independiente del distribuidor no se ha desarrollado en el sistema español a pesar de que la figura legal ya existe en la legislación actual¹⁴ y, sobre el papel, no existen barreras legales para la entrada y salida de comercializadores en el sector.

¹⁴ La LSE define los comercializadores como «aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución,

RECUADRO 1

LA RELACIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS CON LOS CLIENTES REGULADOS ¿UN EJEMPLO O UNA PRÁCTICA EXTENDIDA?

Las zonas de nueva construcción son un objetivo típico de nuevos comercializadores: San Chinarro en las afueras de Madrid es un prototipo de estas zonas. Las empresas distribuidoras de este tipo de zonas temen que una nueva comercialización capte estos clientes de alto poder adquisitivo. Se conocen ejemplos de comportamientos por parte de las empresas distribuidoras que son un freno para el desarrollo de la comercialización y que suponen dar una información incompleta a los clientes.

En España, el distribuidor, es decir, la empresa que detenta el monopolio de la red de distribución, sólo puede ofrecer contratos a tarifa regulada. Es decir, cuando un nuevo residente solicita a la distribuidora un contrato de suministro eléctrico, la distribuidora sólo está autorizada para ofrecerle un contrato a tarifa regulada. Pues existe documentación de algunos casos de residentes en áreas de nueva construcción en los que la distribuidora ha ofrecido al solicitante un contrato de cliente en el mercado libre, pero le ha puesto las mismas condiciones que en el mercado regulado.

La distribuidora utilizando el poder monopólico que le da la red:

- Manipula la solicitud de un cliente que no quiere estar en el mercado libre y lo convierte en consumidor en el mercado libre de su propia comercializadora.
- No informa apropiadamente de que le está enviando un contrato de mercado libre.
- Ofrece un contrato con una tarifa igual a la tarifa regulada.

Los incentivos para esta actuación de las distribuidoras son de dos tipos. Primero, el grupo distribuidora-comercializadora obtiene más ingresos netos de un consumidor libre que de un consumidor regulado incluso cuando los dos consumidores pagan lo mismo. Ello se debe a que los pagos en concepto de garantía de potencia que tiene que hacer el comercializador por un cliente en el mercado libre son menores que los que tiene que hacer la distribuidora por un cliente del mercado regulado. Segundo, la contratación de clientes en el mercado libre por parte de la comercializadora del grupo de la distribuidora es un freno a la entrada de una nueva comercializadora.

Las razones del escaso desarrollo de la figura del comercializador independiente en España habría que buscarlas, por un lado, en la estructura tarifaria que no está ligada a los precios de mercado y, por tanto, no refleja las variaciones de precios del mercado mayorista; y por otro, en la falta de separación de las actividades de distribución y comercialización que permiten a los distribuidores extender su poder de mercado hacia las actividades de comercialización.

En el caso de España, dada la integración vertical entre generadores y distribuidores, podría darse un problema de subsidios cruzados que impidiera la entrada de comercializadores independientes. Las actividades de comercialización de los grupos integrados podrían estar

subsidiadas por las actividades de generación y distribución. Aunque la integración de dos actividades competitivas, generación y comercialización, no es en principio un problema para la competencia del sistema, cuando se integran además con la propiedad de las redes de distribución y con el suministro a todos los clientes a tarifa regulada desde la empresa distribuidora, la posibilidad de trasvasar costes desde una actividad a otra y así reducir ficticiamente los costes de las comercializadoras es muy alta.

En efecto, la experiencia muestra que la gestión integrada de los segmentos competitivos y no competitivos y el mantenimiento durante un período largo de la tarifa regulada por debajo de los costes del mercado competitivo da un poder de mercado muy alto a las empresas propietarias de las redes de distribución. Si, como en el caso de España, los clientes regulados son suministrados directamente por las empresas distribuidoras, la capacidad de realizar prácticas no competitivas es muy alta (ver Recuadro 1).

tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema». El artículo 44 de dicha ley exige una simple autorización administrativa para poder operar como comercializador en el mercado eléctrico.

Las tarifas reguladas

La libertad de elección de su proveedor para todos los consumidores no necesariamente implica la desaparición inmediata de las tarifas reguladas. De hecho, en la mayoría de los mercados en los que existe competencia a nivel minorista conviven, al menos durante un período transitorio, un mercado competitivo y una tarifa regulada para aquellos consumidores que no ejercen su opción de elegir un proveedor.

La razón para mantener la tarifa regulada en situaciones en que todos los consumidores tienen la opción legal de elegir proveedor es la protección del consumidor del posible ejercicio de poder de mercado por parte de los distribuidores tradicionales ante la lentitud de los procesos de transición hacia un mercado plenamente competitivo y la escasa respuesta de los consumidores ante la entrada de proveedores alternativos¹⁵. Si la apertura del mercado se realizara simplemente permitiendo la libre entrada de proveedores y permitiendo a los consumidores elegir su proveedor, los distribuidores tradicionales podrían utilizar su poder de mercado para fijar temporalmente precios altos. Por tanto, al menos durante una primera etapa, debería seguir existiendo una tarifa «por defecto» regulada a la que se acogerían aquellos consumidores que no hubieran ejercido su derecho a elegir. No obstante, esa tarifa no debiera frenar, sino empujar el desarrollo del mercado competitivo. Una

tarifa regulada por debajo de los precios del mercado, como ocurre en el caso de España, hará inviable la entrada de competidores pues elimina todo incentivo para que el consumidor busque otros proveedores.

En el Reino Unido, cuando se inició la apertura del mercado minorista se estableció un precio máximo a las tarifas de los antiguos monopolios. El sistema de precios máximos se relajó gradualmente hasta su completa desaparición en abril de 2002 cuando el regulador consideró que ya existía suficiente competencia. Es decir, cuando una proporción significativa de consumidores había cambiado de proveedor y no parecía necesario mantener un precio máximo para proteger al consumidor. En los países nórdicos sigue existiendo una tarifa regulada que, de hecho, es la que acapara el mayor número de consumidores¹⁶.

Así pues, un primer obstáculo para aumentar la competencia en el segmento minorista español es la estructura tarifaria, que no refleja la evolución del mercado mayorista y está lejos de parecerse al precio que fijaría un comercializador a la hora de trasladar el precio mayorista al mercado minorista. En estas condiciones, ni los consumidores querrán cambiar de proveedor, ni habrá proveedores queriendo ofrecer este servicio. Además, la disociación de los precios al consumidor y los precios de mercado podría provocar la asfixia de los proveedores, tal y como ocurrió en California en 2001 cuando, como consecuencia de los altos precios mayoristas y de la imposibilidad de trasladar el incremento del precio a los consumidores, varios proveedores quebraron y el sistema se colapsó. En España, tal asfixia no es probable que ocurra de manera generalizada por la integración vertical de los distribuidores con los generadores pero sí que impediría el acceso al mercado de comercializadores independientes al ser el margen de operación nulo o negativo.

¹⁵ Las causas de este fenómeno no han sido claramente explicadas. Algunos autores apuntan a la limitada exposición del consumidor a las variaciones de los precios del mercado (que limita las posibilidades de ofrecer tarifas suficientemente diferenciadas) —véase WOLAK y PATRICK (1997)— mientras que otros apuntan al carácter distorsionador de las tarifas reguladas —véase WADDAMS (2004)—. La excesiva protección al consumidor conlleva a que éste no tenga suficientes incentivos para cambiar de proveedor. Es también cierto que, al contrario de lo que sucede con otros mercados desregulados como las telecomunicaciones, un producto como la electricidad despierta escaso interés entre los usuarios y la única posibilidad de diferenciación son los precios. Además, generalmente, las posibilidades de ahorro de los pequeños consumidores son limitadas (dado que las diferencias de precio afectan tan sólo a la generación mientras que las actividades de transmisión y distribución siguen estando reguladas y son comunes para todos los consumidores de una región).

¹⁶ Véase WADDAMS (2004) y GIULETTI *et al.* (2003) para una descripción del mercado minorista británico de electricidad y STURLUSON (2003) para el mercado sueco.

La medición del consumo en tiempo real

Uno de los problemas para trasladar los precios mayoristas a los consumidores finales es la imposibilidad de medir el consumo en tiempo real: mientras que los precios mayoristas varían cada hora, los contadores actuales de los consumidores residenciales no permiten medir el consumo horario.

La creencia generalizada es que en el caso de los consumidores industriales, su alto consumo y las posibilidades de trasladar parte de su consumo de unas franjas horarias a otras justifica la instalación de aparatos de medida más sofisticados que permitan conocer el consumo horario. Mientras que en el caso de los clientes residenciales, el coste de los aparatos podría no justificar los posibles ahorros. Puesto que se cree que la demanda horaria de los clientes residenciales es por lo general más inelástica al precio que la de los clientes industriales y las posibilidades de trasladar el consumo de unas franjas horarias a otras es más reducido¹⁷. No conocemos estudios que contrasten esta creencia para el caso de España. Sin embargo, hay razones para pensar que la demanda de los consumidores residenciales también es sensible a los precios y es posible trasladar consumos de unas franjas horarias a otras. El éxito de la tarifa nocturna en Francia y en España indica que los consumidores pueden mover su consumo de una franja horaria a otra. Además, la reducción en el coste de los medidores *per se* y de la gestión de la medida llevan a pensar que también a los consumidores residenciales, o al menos a una parte, le podría compensar la instalación de medidores horarios o por bloques. Incluso cuando la exposición de los consumidores a la volatilidad del mercado ma-

yorista es limitada, la respuesta del consumidor puede ser importante.

En los casos en los que no compensa la instalación de medidores, el comercializador se ve obligado a asumir el riesgo de la volatilidad del mercado mayorista. Sin embargo, ello no significa que no sea posible diseñar mecanismos de precios que trasladen al menos parcialmente los precios del mercado mayorista al mercado minorista de forma que consumidores y proveedores compartan los riesgos que la volatilidad de los precios mayoristas conlleva y de forma que la demanda del consumidor responda a incentivos del mercado. Por ejemplo, contratos ligados al precio medio *spot*, tarifas en dos partes con precios crecientes en función del consumo, tarifas de acuerdo con un número reducido de franjas horarias, etcétera¹⁸. En Noruega, por ejemplo, donde una pequeña proporción de los consumidores tiene contratos ligados al precio del mercado mayorista *spot*, durante el invierno de 2002-2003, los consumidores redujeron su demanda ante un fuerte incremento de los precios en el mercado *spot* causado por los bajos niveles de las reservas hidráulicas¹⁹.

Por otro lado, la aplicación de un sistema de precios por franjas horarias podría resultar políticamente inviable al tiempo que, en caso de recaer el coste de los aparatos de medida sobre el consumidor, podría reducir los incentivos del consumidor a «entrar en el mercado»²⁰.

¹⁷ JOSKOW y TIROLE (2004) analizan las consecuencias sobre el equilibrio en el caso en el que sólo se observa el consumo agregado (y no por tramos horarios). Joskow y Tirole determinan el precio de equilibrio (que no es eficiente) y concluyen que el consumidor consumirá demasiado en las horas punta y demasiado poco en las horas valle. BORENSTEIN *et al.* (2003) analizan las posibles ineficiencias de pasar de un mercado horario a una tarifa fija.

¹⁸ En Noruega y en Suecia, por ejemplo, los proveedores ofrecen normalmente tres tipos de contratos para el consumidor residencial: un contrato ligado al precio medio mensual del mercado *spot* mayorista, un contrato a precio fijo de entre uno y tres años de duración y un contrato por defecto (para aquellos consumidores que no hayan ejercido su opción de elegir).

¹⁹ Véase VON DER FEHR *et al.* (2005).

²⁰ En Suecia, entre 1996 y 1999, los consumidores que quisieran cambiar de proveedor estaban obligados adquirir sofisticados aparatos de medida. La supresión de este requisito supuso una reducción de los costes de cambio de proveedor y jugó un papel importante en el despegue de la competencia (véase STURLUSON, 2003).

CUADRO 4
EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE

	2001	2002	2003	2004	2005*
Km de circuito 400 Kw					
Red Eléctrica	14.839	15.781	16.306	16.546	16.794
Otras empresas	341	285	285	285	37
Total	15.180	16.066	16.591	16.831	16.831
Km de circuito ≤ 220 Kw					
Red Eléctrica	4.402	11.225	11.253	11.284	16.224
Otras empresas	11.852	5.063	5.091	5.153	213
Total	16.254	16.288	16.344	16.437	16.437
Total Km					
Red Eléctrica	19.241	27.006	27.560	27.830	33.017
Otras empresas	12.193	5.348	5.375	5.438	251
Total	31.434	32.354	32.935	33.268	33.268
Posiciones					
Red Eléctrica	714	1.751	1.822	1.946	2.610
Otras empresas	1.598	737	743	753	103
Total	2.312	2.488	2.565	2.699	2.713
Capacidad de transformación MVA					
Red Eléctrica	20.213	26.966	31.616	35.666	51.072
Otras empresas	27.499	16.206	16.206	16.206	800
Total	47.712	43.172	47.822	51.872	51.872

FUENTE: REE.

5. La red de transporte

Red Eléctrica

Aunque la legislación europea no descarta la posibilidad de que pueda haber varios operadores de sistema de transporte, en España existe un único operador del sistema (Red Eléctrica). Red Eléctrica realiza el doble papel de gestor de la red de transporte y responsable de la operación del sistema eléctrico español. La LSE le otorgó en 1997 el papel de operador del sistema en el marco del mercado liberalizado español.

Red Eléctrica es propietaria de la mayor parte de las líneas de transporte de electricidad en España (véase Cuadro 4). Mediante la sucesiva compra de activos de transporte a las compañías generadoras, Red Eléctrica controla actualmente el 99 por 100 de la red de transporte de España y planea incrementar este porcentaje mediante la adquisición de los activos de Hidrocantábrico. Las decisiones de inversión en nuevas infraestructuras de transporte están, por tanto, en manos de Red Eléctrica y no existen perspectivas de que se lleven a cabo inversiones por parte de terceros inversores.

Red Eléctrica cotiza en Bolsa y su accionista principal es la SEPI. También está participada por Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola y Unión Fenosa (con un porcentaje de un 3 por 100 cada una)²¹ si bien su participación está limitada por ley. La legislación europea exige la separación contable entre el operador del sistema y otros agentes del mercado, pero no impide la participación económica. En este sentido, la legislación española va más allá que lo exigido por la directiva europea.

Los precios del transporte

Los precios de acceso están regulados y su determinación corresponde al gobierno²². Las tarifas de acceso se establecen en función de los costes totales del sistema y son uniformes geográficamente (lo que se conoce como *postal stamp* o precios de estampilla, es decir, se paga un precio fijo por introducir electricidad en el sistema con independencia de la distancia). Los precios no tienen, por tanto, en cuenta la existencia de congestión en ciertas partes de la red. El establecimiento de un precio uniforme independientemente de la localización no provee señal alguna sobre qué líneas son más proclives a congestionarse. En consecuencia, las empresas generadoras no reciben incentivos suficientes para localizar sus plantas en aquellas zonas con restricciones a la importación.

El sistema actual puede resultar eficiente estáticamente, es decir, minimiza los costes de transporte dada la localización de las centrales y la configuración de la red a la vez que permite al operador de red recuperar

los costes de operación. Sin embargo, este sistema de estampilla no provee incentivos para la eficiencia dinámica ya que, por un lado, no proporciona indicadores sobre dónde localizar nuevas plantas y, por otro, no indica en qué partes de la red sería más necesaria la inversión. A pesar de lo anterior, creemos que esta opción es adecuada en España pues las opciones alternativas que podrían solucionar el problema de la falta de incentivos perjudicarían seriamente a la competencia en el mercado.

Por ejemplo, el sistema de precios nodales²³ que ha sido defendido por algunos como preferible al sistema de estampilla no es una opción adecuada para el caso español por diversas razones: En primer lugar, para que el resultado de un sistema de precios nodales sea eficiente se requiere que las pujas de los generadores tengan comportamientos competitivos ya que si los oferentes tienen poder de mercado, los precios nodales no serían precios de eficiencia. La existencia de poder de mercado en un nodo podría resultar en precios altos en dicho nodo y por tanto congestión y un precio de transmisión alto, aun cuando exista capacidad suficiente en ese nodo. En España, la existencia de poder de mercado en la mayor parte de los nodos (debido a la concentración geográfica de los generadores) distorsionaría el sistema de precios nodales. En segundo lugar, las señales que proporcionan los precios del transporte podrían no resultar suficientes para llevar a cabo las inversiones necesarias para reducir la congestión. Un sistema podría estar en equilibrio en el largo plazo con precios no-

²¹ El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, establece que «para aquellos sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de estos con una cuota superior al 5 por 100, el porcentaje máximo de participación en el capital social del operador del sistema será del 1 por 100». Por tanto, la participación de las empresas del sector en Red Eléctrica deberá reducirse en breve. Con fecha 1 de abril de 2005, Hidrocantábrico anunció la venta de la totalidad de su participación accionarial en Red Eléctrica.

²² La LSE establece que el Gobierno determinará los peajes de transporte y distribución (artículo 18).

²³ En un sistema de precios nodales, los generadores presentan sus pujas por cada una de sus plantas de generación. A partir de ellas, y por medio de un algoritmo, se determina el suministro eficiente y los precios nodales «sombra» (es decir, el precio de la congestión). Si existe suficiente capacidad de transporte entre dos nodos consecutivos el precio será el mismo en ambos nodos ya que de otra forma los generadores situados en el nodo más barato venderían en el nodo más caro. Los precios serán distintos si la capacidad de transmisión no fuera suficiente y los generadores de un nodo no pueden vender tanta electricidad como desearían a los consumidores localizados en el otro nodo. En tal caso, la diferencia entre los precios existentes en dos nodos sería la retribución del transporte entre los dos nodos.

dales distintos siempre que las diferencias de precios no justificaran nuevas inversiones. Por último, por la posible volatilidad de los precios nodales y la complejidad del sistema de precios nodales.

Aunque los precios de estampilla sean la opción adecuada, en el caso del sistema español, para los costes de transporte asociados a la expansión, operación y mantenimiento de la red, ello no significa que las pérdidas de la red de transporte no deban de distribuirse entre todos los participantes en el mercado por un sistema de estampilla. Existen múltiples opciones para la estimación de las pérdidas generadas por cada agente, pero la eficiencia de la operación del sistema requiere que las pérdidas de electricidad dentro de la red las paguen quienes las producen. Además, la asignación de las mismas, aunque requiere la aceptación de ciertos principios de medición y asignación, no genera en general controversias.

La red de transporte y la competencia en los mercados eléctricos

No es posible la creación de un mercado competitivo de electricidad sin infraestructuras de transporte. Si deseamos que haya comercio de electricidad es necesario que el intercambio sea físicamente posible. Sin embargo, la tradicional organización empresarial de las actividades del sector eléctrico como monopolios geográficos autárquicos dejó como herencia el aislamiento de los centros de consumo y producción de los distintos monopolios. Las distintas redes de los monopolios integrados se diseñaron para aumentar la seguridad, pero no para facilitar el comercio de energía.

Las instalaciones de transporte de España no constituían una red integrada para unir centros de consumo y de producción y lograr un aprovechamiento óptimo de la generación eléctrica, se trataba de redes para unir los centros de consumo y producción de cada uno de los monopolios integrados. En algunos casos, tales redes estaban conectadas entre sí para aumentar la seguridad de los sistemas y para la realización de intercam-

bios comerciales marginales, pero no para la realización de intercambios comerciales entre consumidores y generadores.

En 1985, antes del inicio de la liberalización de los mercados eléctricos se hizo el esfuerzo institucional de separar la red de transporte de la generación y se inició un proceso de ampliación de la red para permitir un aprovechamiento óptimo de las instalaciones de generación existentes. Aunque la red de transporte en España se diseña para que sea posible transportar con un cierto grado de seguridad la energía más barata en cada momento, no existe una normativa que especifique en qué condiciones las nuevas instalaciones de generación eléctrica pueden enviar energía a la red de transporte.

6. La desconexión entre los servicios prestados y los ingresos de los generadores

Los problemas mencionados en los apartados anteriores siendo *per se* un freno para el aumento de la competencia de los mercados eléctricos, se acentúan enormemente por una perversidad poco analizada de la regulación del sector eléctrico español que rompe el vínculo entre los ingresos de las empresas prestadoras de los servicios eléctricos y sus clientes. En efecto, el 90 por 100 de los pagos que los consumidores españoles pagan por el servicio de energía eléctrica no los perciben ni los comercializadores ni los distribuidores, sino que éstos actúan como meros fiduciarios que reciben los pagos y los ingresan en una cuenta de la Comisión Nacional de la Energía que se encarga de realizar posteriormente la distribución de los ingresos. Este reparto se lleva a cabo sobre la base de criterios regulatorios que no tienen en cuenta el vínculo entre lo que recibe el cliente y el coste que tal servicio tiene para el proveedor.

Tal mandato está recogido en el artículo 19 de la LSE que establece que «las tarifas eléctricas serán cobradas por las empresas que realicen las actividades de distribución de la energía eléctrica mediante su venta a los consumidores, debiendo dar a las cantidades ingresa-

das la aplicación que proceda de acuerdo con lo previsto en la presente Ley. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento de pago que deberán seguir los consumidores cualificados por sus adquisiciones de energía eléctrica (...). El Gobierno establecerá reglamentariamente el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema, atendiendo a la retribución que les corresponda de conformidad con la presente Ley».

La regulación de detalle de este mandato legal completa la desconexión entre los servicios prestados y los ingresos recibidos. A continuación analizamos dos ejemplos para ilustrar en qué medida la ruptura de la relación entre los ingresos pagados por los clientes y los ingresos efectivamente percibidos por los proveedores genera incentivos perversos en las relaciones entre los clientes y los proveedores que frenan la competencia y promueven ineficiencia.

La contratación de la potencia de los consumidores regulados

La tarifa regulada en España consta de dos componentes: el término de potencia y el término de energía. El primer componente da derecho a adquirir un máximo de energía eléctrica en un momento del tiempo y se paga independientemente de la energía eléctrica efectivamente consumida. El segundo componente es un precio por energía eléctrica consumida. El precio por el primer componente para una tarifa residencial regulada en el año 2005 es de 17,643080 €/Kw y año, el consumidor es libre de elegir los Kw que quiere contratar; si contrata sólo 2 Kw, pagará unos 35 euros al año por el término fijo, pero no podrá tener lavavajillas, ni lavadora, ni mucho menos aire acondicionado porque en el momento que enchufe un aparato de más de 2 Kw, el sistema eléctrico de su residencia se desconecta. Por tanto, cada consumidor debe contratar a término fijo una potencia igual al consumo instantáneo del conjunto de aparatos eléctricos que va a utilizar simultáneamente.

La obligación del suministrador es colocar un limitador de potencia para que el consumo no sea superior al contratado.

Los distribuidores para evitar que los clientes de su zona elijan a un comercializador en el mercado libre pueden acudir a prácticas por las cuales rebajan los pagos del servicio eléctrico a estos clientes y hacen recaer el coste de tales prácticas al conjunto del sistema. Así pues, para retener a consumidores regulados, los distribuidores pueden ofrecer a tales clientes contratos con una potencia contratada menor que la cuantía de su máximo consumo. Posteriormente, el distribuidor no coloca limitadores de consumo y permite que el consumo sea superior al contratado. El distribuidor no pierde al cliente, y además recibe unos ingresos netos iguales que los que recibiría en caso de hacer los contratos correctamente.

La disponibilidad de las centrales de generación y las cuotas de garantía de potencia

Las cuotas de garantía de potencia son pagos que reciben las centrales de generación independientemente de la energía que produzcan siempre y cuando las centrales estén disponibles para su utilización. Tales pagos son una intervención regulatoria en la determinación de los precios de la energía que carece de justificación, puesto que tales pagos no garantizan que el propietario de la central ofrezca energía a precios competitivos. Es más, tales pagos ni siquiera incentivan que los propietarios de las centrales ofrezcan energía a cualquier precio sólo que la central está disponible. Veamos con un poco más de detalle la inutilidad del sistema actual de cuotas de garantía de potencia.

Tales cuotas nacieron en otros países²⁴ para garantizar el suministro a precios «aceptables» y evitar la exposición a la volatilidad de los mercados *spot*. En efecto, los reguladores optaron por fijar un precio máximo para

²⁴ Véase OREN (2003).

las ofertas de las centrales y a cambio pagar a las centrales unas cuotas para compensar tales techos y asegurar que la totalidad de los ingresos de una central, precios de mercado más cuotas de garantía de potencia, cubran los costes fijos y variables. La racionalidad del sistema se basa, por tanto, en tres premisas. La primera es que las cuotas están calculadas para compensar los techos máximos impuestos a los precios de mercado por el regulador. La segunda es que el propietario de la central está obligado a hacer ofertas en cualquier hora en la que cobra la cuota de garantía de potencia a un precio por debajo del precio máximo. Y la tercera premisa es que en caso de que la central no haga ofertas por debajo del precio máximo, la central no recibe ni directa ni indirectamente las cuotas de garantía de potencia. Pues bien, en el caso de España no se da ninguna de las tres premisas.

En España los precios máximos no están limitados y por tanto los precios de mercado serían suficientes para retribuir la totalidad de los costes. En segundo lugar, las centrales reciben los pagos si están disponibles, pero pueden hacer ofertas a precios fuera de mercado. Y además lo que es peor, las grandes empresas propietarias reciben indirectamente las cuotas de potencia independientemente de su disponibilidad. Es precisamente el sistema de socialización de ingresos que se deriva del mandato del mencionado artículo 19 de la LSE el que permite que los grandes productores reciban las cuotas de potencia independientemente de la disponibilidad de las centrales.

En efecto, cada año el sistema recauda una determinada cantidad en concepto de cuotas de garantía de potencia y tal cantidad se reparte entre todos los propietarios de centrales de generación de acuerdo con su disponibilidad. En el hipotético caso de que el 50 por 100 de las centrales no estuvieran disponibles los 365 días del año, el resto de las centrales, las que están disponibles se repartirían todos los fondos recogidos en concepto de garantía de potencia. Al consumidor, no se le devuelven fondos por haber recibido un servicio con un menor grado de seguridad. Este sistema, sólo penaliza

a aquellos generadores que sólo tienen una central que si no estuviera disponible no recibiría ingreso alguno, pero aquéllos que disponen de varias sólo dejarían de percibir una porción que puede ser insignificante.

7. Los caminos para aumentar la competencia del mercado de electricidad en España

La desconcentración de la oferta

Aunque medidas de desinversión de los dos grupos dominantes, Endesa e Iberdrola, provocarían sin duda un aumento de competencia en el mercado eléctrico, creemos que tales medidas deberían de haberse tomado cuando se promulgó la LSE en 1997. La aplicación con ocho años de retraso de tales medidas significaría un cambio regulatorio que podría provocar un empeoramiento de la calificación del riesgo del sector (y de la economía en general), lo que a su vez encarecería la financiación del sector eléctrico y, como consecuencia de ello, los costes del suministro eléctrico. Tales efectos anularían los efectos del potencial aumento de competencia provocado por las desinversiones.

Tales medidas sólo estarían justificadas como consecuencia de una resolución de las autoridades de competencia en respuesta a un abuso de posición de dominio o en el contexto de un proceso de fusión o concentración.

Por otro lado, los mayores aumentos de eficiencia se producirán por la entrada de nuevas centrales de menor coste y no como consecuencia de una menor concentración de la oferta. La entrada de nuevos oferentes eficientes es más fácil de promover con la promoción de los mercados a plazo y la mayor sensibilidad de los consumidores a los precios.

Las ventas obligatorias de energía que algunos proponen para limitar el poder de mercado de las empresas de generación²⁵ ya establecidas pueden tener un efecto pernicioso, sobre todo en períodos de fuerte crecimiento

²⁵ PÉREZ ARRIAGA (2005), páginas 183 y 184.

de la demanda como es el caso de España —desde el año 2001, el crecimiento de la demanda de punta supera el 7 por 100 anual—, ya que podrían frenar la inversión en generación de los nuevos entrantes. Esta medida podría resultar adecuada en sistemas con exceso de capacidad, puesto que no es socialmente eficiente que los nuevos entrantes construyan más centrales. Éste es el caso de Francia ahora y era lo que ocurría en España hace algunos años, pero no ahora²⁶.

La promoción de los mercados de energía a plazo

La promoción y desarrollo de los mercados a plazo es una asignatura pendiente de la reforma del sector eléctrico español y es uno de los caminos menos traumáticos para introducir más eficiencia y más competencia en el sector eléctrico español a la vez que se promueve la inversión en nueva capacidad.

En primer lugar, los mercados a plazo son más competitivos que los mercados *spot*. En el largo plazo, tanto la oferta como la demanda son más elásticas ya que se puede producir la entrada de nuevos oferentes y la demanda tiene mayor margen para diversificar sus fuentes de energía.

En segundo lugar, los mercados a plazo promueven el comportamiento estratégico de los agentes y ello puede resultar en una mayor competencia. Ante la posibilidad de negociar contratos a futuro (y en ausencia de

elementos que distorsionen el comportamiento de los agentes en el mercado), los generadores se comportarán estratégicamente y tenderán a tomar posiciones en los mercados a plazo con el fin de acaparar cuota de mercado. Este hecho hará disminuir la elasticidad de la demanda en el mercado *spot* y, por tanto, el precio de mercado²⁷. Del mismo modo, el hecho de que en los mercados a plazo los generadores reciban el precio que ofrezcan (y no un precio uniforme como en los actuales mercados *spot*) incentivaría un comportamiento más agresivo por parte de los mismos. Al mismo tiempo, los mercados a plazo permiten la negociación entre los generadores con el fin de cubrir sus posiciones aumentando la liquidez y la flexibilidad del sistema. Un generador no tiene necesariamente por qué disponer de capacidad propia para satisfacer sus compromisos y puede necesitar acudir al mercado para comprar esta capacidad. Con ello, la demanda se tornará más elástica.

En tercer lugar, los mercados a plazo promueven un crecimiento de la capacidad de generación y la entrada de nuevos oferentes. Cuando se requiera nueva capacidad, los precios de los mercados serán suficientes para cubrir los costes fijos y variables. En otras palabras, nadie ofrecerá nueva capacidad a plazo si no se cubren los costes fijos y los variables. Por otro lado, si la organización del mercado es suficientemente transparente, los precios serán iguales a los costes mínimos a largo plazo debido a la presión por entrar en el mercado de nuevos competidores. Los nuevos entrantes conocerán por anticipado la demanda de energía que va a necesitar el mercado y buscarán las opciones más convenientes para atender al mercado. Es decir, invertirán hoy para vender en el mercado dentro de unos años, pero con un contrato firmado antes del inicio de la inversión. Tales contratos a largo plazo aseguran un flujo de ingresos a largo plazo a los potenciales generadores, lo que

²⁶ En el expediente de adquisición de EnBW por EDF (Decisión de la Comisión no. COMP/M.1853 de 7 de julio de 2001) la Comisión Europea obligó a EDF a proveer acceso a sus competidores aparte de su capacidad de generación. En total EDF debe de poner a disposición de sus competidores un total de 6.000 Mw mediante un procedimiento de subasta pública en el que pueden participar distribuidores y comercializadores de electricidad. Este proceso se llevará a cabo por un período de cinco años a partir de la fecha de la aprobación de la operación por parte de la Comisión. Transcurridos cinco años la Comisión evaluará si existe suficiente competencia en el mercado y decidirá sobre la cancelación o prórroga de la obligación. El sistema de «plantas virtuales» se implantó en Francia como medida de transición para promover un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada y una mayor competencia (hasta entonces prácticamente inexistente en el mercado francés).

²⁷ Para un análisis teórico de este argumento véase ALLAZ y VILA (1993), NEWBERY (1998), GREEN (1999).

les limita el riesgo y reduce la rentabilidad requerida por los inversores.

Por último, los mercados a largo plazo permiten también una mejor planificación de las inversiones por parte de los generadores y permiten una gestión más eficiente de la red ya que el operador de red conocerá de antemano los flujos de energía y podría de este modo anticipar posibles problemas de congestión o escasez y adoptar las medidas apropiadas.

Por otro lado, los contratos excesivamente largos podrían obstaculizar la entrada de nuevos operadores al estar el mercado cautivo. Este aspecto puede ser de especial importancia en el caso de España donde la generación y la distribución está en manos de los mismos agentes. La firma de contratos entre filiales podría disminuir la liquidez del mercado. Sin embargo, dada las características del sector, en el que la mayor parte de los costes son fijos y el horizonte temporal de las inversiones es de varias décadas, y el aumento continuo de la demanda, es poco probable que una empresa pueda impedir la entrada de nuevos competidores mediante el uso de contratos a largo plazo. En todo caso, tal y como se expondrá más adelante, la profundización en la independencia entre los distribuidores y los comercializadores eliminaría importancia a este problema.

El desarrollo de mercados a largo plazo requiere una regulación objetiva que no discrimine en favor de ninguna forma de negociación. En este sentido, la legislación española ha avanzado al eliminar la discriminación existente en los pagos por garantía de potencia según la electricidad se negociara en mercados *spot* o por medio de contratos bilaterales²⁸. Tal y como ocurre en otros países, la eliminación de trabas legales y la ponderación del papel del precio de mercado tanto en la determinación de lo que paga el consumidor como en los ingresos del generador, deberán crear los incentivos suficientes para el desarrollo de un mercado a plazo.

La experiencia de algunos países muestra que en un sector con poca presión competitiva, las empresas pudieran carecer de incentivos para innovar en sus políticas de aprovisionamiento y adquirir energía en los mercados a plazo incluso cuando se hubieran eliminado las trabas y discriminaciones de estos mercados. Por ello, esquemas transitorios que inicien a los agentes en las prácticas de contratación de mercados a plazo e incentiven la entrada de nuevos oferentes aumentando así la elasticidad de la oferta y la demanda pudieran ser adecuados en el caso de España. Por ejemplo, la obligación de los distribuidores de adquirir en el mercado a plazo una parte de la energía eléctrica que demandaran los clientes a tarifa regulada podría ser una opción adecuada en el caso de España. Tal provisión que se puede instrumentar mediante subastas centralizadas en el mercado organizado, o contrataciones bilaterales con demanda transparente de ofertas, debería incentivar la entrada de nuevos oferentes y no retirar oferta ya existente. Nótese que la obligación de contratar la energía de los consumidores regulados tendría efectos muy similares a la venta de consumidores por bloques que se practica en Pennsylvania y que se discute en el siguiente apartado de este apartado.

Una mayor competencia en el segmento minorista

Para la promoción de una mayor competencia a nivel minorista en España cabría recomendar tres medidas: La adaptación de la tarifa regulada de forma que refleje la evolución de los precios mayoristas y los costes adicionales (transporte y distribución) y su paulatina desaparición conforme aumente la competencia, la eliminación de trabas a la entrada de comercializadores y los programas de ventas de consumidores cautivos.

Como se ha comentado anteriormente, la tarifa regulada debe estar ligada de forma transparente al precio mayorista e incorporar de forma aditiva los costes de transporte y distribución. Actualmente, la tarifa en España no está ligada a los precios mayoristas y actúa como refugio ante precios altos en el mercado mayorista. La

²⁸ Véase el artículo 22.7.m) del Real Decreto 5/2005.

falta de un vínculo entre la tarifa regulada y el precio mayorista impide que los consumidores finales respondan a las variaciones de las condiciones de oferta y demanda, y desincentiva la entrada de comercializadores independientes en el mercado.

Con el fin de facilitar la entrada de comercializadores independientes se debería también garantizar el acceso transparente y no discriminatorio de los mismos a la red de distribución. En este sentido sería recomendable, tal y como requiere la nueva directiva de electricidad, la creación de la figura del operador independiente de la red de distribución que garantice el acceso regulado a la red de distribución.

Por último, en caso de que en el medio plazo el nivel de competencia alcanzado no fuera suficiente y no se considerara apropiada la supresión de la tarifa, se podría optar por la determinación competitiva de la tarifa por medio de programas de ventas de consumidores cautivos.

Una posibilidad podría ser la subasta de bloques de consumidores en la cual los comercializadores pujarían por suministrar electricidad a un precio fijo durante un período determinado a un bloque de consumidores concreto. Los consumidores pasarían a ser clientes del operador que gana la subasta²⁹. De esta forma se garantiza que la tarifa se determina por criterios de mercado y se elimina la necesidad de regular la misma.

Estos programas plantean el problema de que se «obliga» al consumidor a cambiar de proveedor (o que se le exige que lleve a cabo los trámites necesarios para cambiar de proveedor en el caso de que desee continuar con su proveedor inicial). Una alternativa para evitar este inconveniente sería que, en lugar de subastar bloques de consumidores, se subastaran bloques de consumo (no identificados con consumidores concretos). De esta forma el consumidor seguiría manteniendo la relación comercial con su distribuidor habitual y el co-

mercializador se convertiría en suministrador de los distribuidores. El comercializador es un gestor de riesgo que adquiere energía en los mercados mayoristas a distintos precios y la venden a un precio fijo determinado con criterios de mercado en el mercado minorista³⁰.

El objeto de este sistema es que la tarifa «por defecto» se determine de forma competitiva. La determinación de la tarifa de forma competitiva no es incompatible con la libre elección de proveedor por parte del consumidor aunque, dado que la tarifa «por defecto» se vuelve más competitiva, los incentivos del consumidor a cambiar de proveedor pueden ser menores. Por otro lado, el sistema de venta de bloques de consumidores o consumos cautivos facilita la entrada de comercializadores que pueden alcanzar con mayor facilidad un tamaño crítico que les permita competir en el mercado minorista.

Este sistema traslada los beneficios de la apertura del mercado a aquellos consumidores que no hubieran decidido «entrar en el mercado» garantizando la protección de los mismos.

Los sistemas de venta de consumidores cautivos deben ir acompañados de un mecanismo sencillo para convertir los precios resultantes en la subasta en precios minoristas de forma que la formación del precio final sea completamente transparente.

El problema de estos mecanismos es que, aun en el caso de que el consumidor mantenga la opción de elegir su proveedor, los incentivos a cambiar de proveedor son menores ya que la tarifa es ahora «más competitiva»³¹ y

²⁹ Un sistema de subastas de bloques de consumidores está vigente en Pennsylvania.

³⁰ Un sistema de subasta de bloques de consumo está vigente en New Jersey, Maryland y Maine y ha sido recientemente propuesto en Illinois.

³¹ En New Jersey, en 2002 (año en que se celebró la primera subasta) había 6.151 clientes residenciales adscritos a un proveedor alternativo. En agosto de 2004, tras varios años de subastas, esta cifra se había reducido a 1.514. Estas cifras ponen en duda la compatibilidad de un mercado competitivo basado en la libre elección del usuario y un sistema competitivo de determinación del precio por defecto. Las cifras de Maine son también bastante bajas: menos de 1 por 100 de los consumidores residenciales se ha cambiado de proveedor. En Maryland, que también ha optado por el sistema de subastas, las tasas de cambio de proveedor ascienden al 10 por 100 en el caso de uno de los

probablemente existan también por parte de los comercializadores pocos incentivos para ofrecer precios por debajo de la tarifa por defecto. El sistema por otro lado perpetúa la estructura tarifaria tradicional y no induce al consumidor a modificar su comportamiento ante fluctuaciones en los precios mayoristas. El comercializador asume el riesgo de transformar los precios mayoristas en un precio minorista fijo por un período de varios años. En nuestra opinión, los sistemas de este tipo sólo serían recomendables en el caso de que las condiciones de mercado no recomendaran la eliminación de la tarifa regulada.

Por último, un aspecto muy importante para la consecución de un mercado minorista competitivo es la información al consumidor. El consumidor debe estar informado de su posibilidad de cambiar de proveedor y debe ser capaz de comparar las distintas ofertas que ofrece el mercado³².

La independencia de la red de distribución de los segmentos competitivos

La separación entre los segmentos competitivos y no competitivos es una recomendación clásica de la teoría de la regulación que sin duda facilitaría el desarrollo del segmento minorista al poner en igualdad de condiciones a los comercializadores.

La Directiva 2003/54/CE establece una separación al menos jurídica entre el gestor de la red de distribución y el suministro de electricidad bien sea a tarifa o en el mercado libre. Aunque la directiva ofrece cierta flexibilidad sobre las fórmulas de realizar esta separación, en la elección de la fórmula es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos.

distribuidores, Potomac Electric Power («Pepco»). Sin embargo, las tasas de cambio del resto de distribuidores son insignificantes.

³² En este sentido, el regulador británico publica en su página web los precios ofrecidos por cada uno de los proveedores en un formato uniforme (véase <http://www.energywatch.org.uk/>). De una manera menos sofisticada el regulador de Texas ha diseñado un formulario que permite estandarizar todas las ofertas minoristas de forma que sean comparables (véase <http://www.powertochoose.org/yourchoice/facts.asp>).

La opción de una separación meramente jurídica carecería de sentido si realmente se va a producir una eliminación total de la tarifa regulada en un plazo relativamente corto. Ya que, cuando tal situación ocurra, todos los clientes estarán adscritos a comercializadoras y, por tanto, la separación jurídica entre comercialización y distribución sería una realidad. Sin embargo, esta opción sería un freno para la entrada de nuevos comercializadores durante el período en que todavía existen consumidores regulados y el incentivo de las empresas establecidas para frenar la entrada de competidores sería muy alto para quedarse con todos los clientes cuando eventualmente se produzca la eliminación de la tarifa.

Otra opción que aparece más efectiva para introducir la competencia es la separación operativa de las redes de distribución y el suministro eléctrico durante el período en que persisten los consumidores regulados. Es decir, todos los distribuidores sean regulados o no deberían ser suministrados por una empresa comercializadora. Aunque comercializadores y productores podrían tener intereses económicos en las empresas de distribución, tales empresas estarían administradas por terceros.

La obligatoriedad de vender las empresas de distribución tendría un coste demasiado alto, y sus beneficios no serían superiores a una separación jurídica y operativa. Si la separación es jurídica y operativa, y esta última se instrumenta con terceros mediante contratos de operación públicos y transparentes, los efectos sobre la competencia serían similares y no se le daría una ventaja a los compradores frente a los vendedores.

Una red de transporte más ágil

Red Eléctrica tiene que planificar y desarrollar la red de transporte para garantizar que los aumentos de oferta que se negocien en los mercados a plazo puedan ser transportados desde los puntos de generación a los de consumo. Es decir, que los nuevos oferentes que quieren construir una nueva central y tienen un contrato a plazo porque ofrecieron en el mercado a plazo energía barata, podrán integrarlos en la red. Actualmente, Red

CUADRO 5
SOLICITUDES VIGENTES DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE NUEVA GENERACIÓN 1999-2005

	Solicitudes recibidas Total Mw	Solicitudes pendientes contestación Mw	Solicitudes contestadas Mw
Andalucía	13.080	2.460	10.620
Aragón	6.800	3.807	2.993
Asturias	3.117	2.343	774
Cantabria	2.080	1.310	770
Castilla-La Mancha	2.327	800	1.527
Castilla y León	3.021	2.245	776
Cataluña	6.893	3.310	3.583
Extremadura	3.274	3.274	0
Galicia	1.601	0	1.601
Madrid	7.153	0	7.153
Murcia	3.178	0	3.178
Navarra	1.136	0	1.136
País Vasco	2.731	0	2.731
Rioja	1.600	800	800
Comunidad Valenciana	5.701	626	5.075
Total peninsular	63.692	20.975	42.717

Eléctrica está pendiente de dar una respuesta acerca de la integración en la red a más de 20.000 Mw de capacidad de generación (Cuadro 5).

Otro objetivo clave para el diseño de la red es el aumento de las interconexiones internacionales. Ésta es la gran diferencia entre la competencia de los mercados eléctricos y la competencia de los llamados bienes comercializados, esto es, de los sectores que no trabajan con redes y cuyo comercio internacional está bien establecido y organizado. En los sectores de bienes comercializados, la falta de competencia interna se contrarresta con las importaciones, en el sector eléctrico no son posibles las importaciones, mientras no haya redes de interconexión con otros países.

Además, la red de transporte debe ser la atención de aquellos oferentes y demandantes que necesitan atenciones especiales, como las energías renovables por el lado de la oferta o los trenes de alta velocidad por el

lado de la demanda. La integración de estos oferentes y demandantes especiales requerirá esfuerzos financieros y de planificación. Además, exigirá también un esfuerzo de imaginación para evitar la antiestética presencia de las líneas en todo el territorio nacional.

Una mayor relación entre el cliente y el proveedor de servicios

Aunque las medidas anteriores favorecerán la competencia de los mercados eléctricos, las mismas deben ir acompañadas de la eliminación de todas las prácticas y regulaciones que frenan y limitan la competencia y que en muchos casos son restos de la organización del sector eléctrico antes de la LSE. Aunque no pretendemos enumerar aquí todas las prácticas y regulaciones intervencionistas que prevalecen en el sector eléctrico quisiéramos mencionar las tres cuya modificación es

perentoria: las cuotas de garantía de potencia; los CTC y la tarifa regulada. También, sugerimos que desde las instancias adecuadas se identifiquen todos los restos de regulaciones intervencionistas que frenan la competencia en el sector, y cuanto antes se reestablezca la conexión entre servicios prestados por los agentes e ingresos percibidos por la prestación de esos servicios.

8. Consideraciones finales

Cuando un sector eléctrico, como es el caso de España, confía sólo en el mercado *spot* y tiene la oferta y la demanda concentrada en unas pocas manos, los consumidores finales no reciben las señales de precios, la red de transporte tiene limitaciones para incrementar las importaciones, y además la regulación obstaculiza los pocos resquicios de competencia, los llamados mercados no funcionan y los precios resultantes estarán lejos de los precios competitivos. Además, la desconfianza de los nuevos entrantes en la viabilidad del sistema y la incertidumbre regulatoria frenan la inversión en nueva capacidad.

Algunos concluyen que tal temeridad se arregla olvidando los modelos basados en el mercado y volviendo a la integración vertical y a la planificación central. Otros, aunque no lo dicen, proponen soluciones que aumentan la intervención administrativa e indirectamente expropián a los propietarios de activos de generación eficientes.

Nosotros creemos que es posible avanzar hacia el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad en España. Es decir, el proceso actual es un proceso incompleto que ha tenido errores, pero no es un proceso frustrado. Por ello, recomendamos medidas para hacer la demanda de electricidad más sensible al precio, y medidas para facilitar la entrada de nuevos inversores, pero no recomendamos ni la desinversión, ni la obligatoriedad de vender activos de generación a terceros por parte de las empresas establecidas. Pero, sobre todo, recomendamos que las autoridades, los reguladores, las empresas y los consumidores aboguen por avanzar en la liberalización del mercado eléctrico y eliminen todos los restos de regulaciones intervencionistas que

rompen la conexión entre la calidad y la cantidad del servicio prestado y los ingresos percibidos. Es precisamente en esta conexión donde está el fundamento de la eficiencia en las economías de mercado.

Referencias bibliográficas

- [1] ALLAZ, B. y VILA, J. L. (1993): «Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency», *Journal of Economic Theory*, 59.
- [2] BORENSTEIN, S. y BUSHNELL, J. (1999): «An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Market», *Journal of Industrial Economics*, volumen 47, número 3, páginas 285-323.
- [3] BORENSTEIN, S. y HOLLAND, S. (2003): «On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices», *CSEM WP*, 116, University of California Energy Institute.
- [4] GIULIETTI, M.; WADDAMS PRICE, C. y WATERSON, M. (2003): «Consumer Choice and Industrial Policy: A Study of UK Energy Markets», *CSEM working paper*, 112.
- [5] GREEN, R. J. (1999): «The Electricity Contract Market in England and Wales», *Journal of Industrial Economics*, volumen XLVII, número 1, páginas 107-124.
- [6] JOSKOW, P. L. y TIROLE, J. (2004): «Retail Electricity Competition», *CSEM Working Paper*, 130, University of California Energy Institute.
- [7] NEWBERY, D. (1998): «Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market», *RAND Journal of Economics*, volumen 29, 4, páginas 726-749.
- [8] OREN, S. S. (2003): *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*, University of California Energy Institute, Energy Policy and Economics 007.
- [9] PÉREZ ARRIAGA, J. I. (2005): *Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España*.
- [10] STURLUSON, J. T. (2003): «Consumer Search and Switching Costs in Electricity Retailing», Capítulo 1 de *Topics in the Industrial Organization of Electricity Markets*, Tesis doctoral, Stockholm School of Economics, Suecia.
- [11] VON DER FEHR, N. H.; AMUNDSEN, E. y BERGMAN, L. (2005): «The Nordic Market: Signs of Stress?», *Energy Journal*, en prensa.
- [12] WADDAMS, C. (2004): «Spoilt for Choice? The Costs and Benefits of Opening UK Residential Energy Markets», *CSEM Working Paper*, 123, University of California Energy Institute.
- [13] WOLAK, F. A. y PATRICK, R. H. (1997): *Estimating the Customer-Level Demand for Electricity under Real-Time Market Prices*, mimeo, Stanford University.