

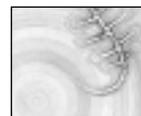
# Regulación en el sector eléctrico: evolución reciente y pautas para el futuro

PEDRO CALERO PÉREZ\*

*Venimos asistiendo en los últimos años a un cambio radical en los modelos de regulación de los servicios públicos. En pocos años hemos pasado de una regulación tradicional, donde la remuneración que perciben las empresas por su actividad está fijada administrativamente, a la creación de mercados spot de electricidad. Sin embargo, lejos de estancarse, la transformación de las herramientas de regulación es un proceso dinámico, cuya velocidad dependerá, entre otras variables, de los resultados obtenidos hasta ese momento. De esta forma, podemos observar cómo uno de los referentes para la mayoría de los sistemas, el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales, está inmerso en una nueva transformación de sus estructuras, para pasar de un mercado organizado o pool, a otro sistema en el que priman las transacciones bilaterales. Se trata básicamente de conceder un mayor protagonismo a la demanda en la fijación del precio de la electricidad con la finalidad de disminuir los precios de la misma.*

*Palabras clave: servicios públicos, electricidad, mercados, competitividad, precios de la energía, energía eléctrica.*

*Clasificación JEL: L90, Q40.*



TRIBUNA

## 1. Introducción

La mayoría de los países desarrollados han llevado a cabo, o se encuentran inmersos, en procesos de transformación, tanto de las estructuras como del marco regulatorio, dirigidos a avanzar en la liberalización y apertura a la competencia de sus sistemas eléctricos. Sin embargo, este proceso dista bastante de ser homogéneo, no sólo por hallarse supeditados por las diferentes condiciones de partida, sino también por los objetivos pretendidos en lo que a la introducción de competencia efectiva en estos mercados se refiere.

Dadas las especiales características del producto electricidad (no almacenable, necesidad de coordinar en cada momento la oferta y la demanda, las restricciones físicas causadas por las redes de transporte, etc.), la organización de un mercado competitivo presenta importantes peculiaridades que han de tenerse muy presentes, ya que no es válido cualquier resultado, sino que el mercado deberá garantizar un suministro continuo, universal, así como garantizar las inversiones futuras necesarias.

Son varios los modelos de organización de estos mercados, que de forma muy resumida podemos sintetizar en los siguientes: a) planificación conjunta de las instalaciones o *pool* regulado, b) *pool* obligatorio, c) *pool* voluntario, y d) transacciones bilaterales. No todos ellos son

\* Departamento de Economía Aplicada. Universidad de Salamanca. Agradezco la financiación proporcionada por el proyecto de investigación CICYT SEC 97-1455.

necesariamente excluyentes entre sí (1). Nosotros vamos a centrar nuestra atención en las características, resultados y limitaciones de un mercado eléctrico organizado sobre la base de contratos bilaterales libremente realizados por las partes. Este es el fundamento de la reforma del mercado inglés de electricidad.

## 2. Justificación teórica para los cambios en el mercado

La liberalización y la introducción de competencia en determinadas actividades relacionadas con el sector eléctrico, tenía entre otros objetivos básicos, el de mejorar la eficiencia en el funcionamiento de los sistemas, de forma que esto acabará traducándose en una reducción importante de los precios finales pagados por los consumidores de energía.

Podemos afirmar que los cambios en el sector eléctrico han traído importantes descensos en los precios. Si bien, debemos hacer dos importantes matizaciones sobre los mismos.

La primera de ellas tiene que ver con los elevados precios de partida. No todos los sistemas, donde la actividad relacionada con el sector eléctrico está sometida a regulación pública, tenían precios elevados. Las diferencias en los precios de la electricidad entre sistemas han sido siempre muy importantes (2). No es extraño que los sistemas pioneros en acometer estos procesos hayan sido precisamente aquellos donde los precios de la electricidad eran más elevados. Inglaterra y Gales, California o Massachussets son claro ejemplo de ello (3). La introducción de mayor

competencia ha permitido en estos sistemas, la obtención de importantes ganancias de eficiencia, y con ello, un descenso importante de los precios.

El segundo de los matices tiene que ver con la evolución más reciente de los precios en los últimos años. En el *pool* inglés, los precios de la electricidad se disparan a partir de noviembre de 1998: en el caso del Estado de California, los precios del mercado se han disparado a lo largo del 2000 (4). Por citar un último ejemplo, frente a un coste marginal de generación estimado en 6 pesetas Kwh. para nuestro país, los precios medios durante los primeros meses de 1999 se aproximaron a las 7 pesetas Kwh., llegando a rozar las 8 pesetas a principios del año 2000. Pese a los descensos de las tarifas eléctricas, la evolución más reciente, muestra una tendencia a repuntar al alza, así como una mayor volatilidad y mayor incertidumbre en estos mercados.

Ante esto, algunos sistemas comienzan a plantearse la «reforma de la reforma». Esto es, modificar las reglas por las que se organizan los mercados eléctricos, con la finalidad de mejorar los resultados o lo que es lo mismo, invertir la tendencia en los precios y reducir la incertidumbre en los mercados.

El caso del mercado de Inglaterra y Gales, presenta un matiz adicional, tal vez derivado del carácter pionero de su mercado. A diferencia de otros sistemas, como el caso del *nordpool* o el mismo mercado español de electricidad (5), las transacciones bilaterales físicas de electricidad no estaban contempladas en el mercado inglés. Toda la electricidad debía ser vendida al *pool*. La forma de realizarse la subasta y fijación del precio de la electricidad se hacía por medio de casación simple, de forma que todas las ofertas eran retribuidas al coste marginal del sistema.

(1) Así, muchos de los sistemas que se han incorporado recientemente a los procesos de reformas de sus mercados eléctricos, hacen convivir un *pool* con transacciones bilaterales. También se pueden limitar el número y tipo de instalaciones que pueden realizar este tipo de contratos, obligando a algunas de ellas a vender la electricidad al *pool*.

(2) CALERO PEREZ, P y SANCHEZ MACIAS, I (2000): *Tarifas óptimas y subsidios cruzados en los peajes por el uso de las redes eléctricas*. Aceptada para su presentación en el VII Congreso de Economía Regional. Soria, noviembre de 2000

(3) Aunque como experiencias pioneras habría que citar el caso de Chile, donde el proceso de liberalización del sector eléctrico arranca en el año 1978, y donde actualmente se está acometiendo un proceso de reforma del mismo, tendente a organizar la contratación el grueso de la contratación de energía mediante contratos bilaterales libremente pactados por los agentes. El caso

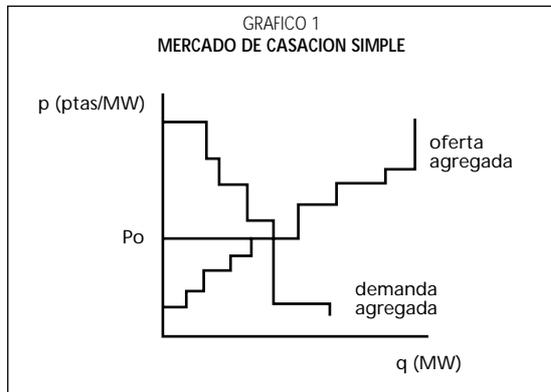
del *nordpool*, es ejemplo de precursor en la organización del mercado, si bien, el importante componente hidrológico del parque de generación le dota de unas características y flexibilidad que difícilmente se pueden importar a otros sistemas

(4) FALK, J. (2000): *How California Should Respond to High Electricity Prices*. Energy Regulation Brief. Septiembre, 2000. NETA (National Economic Research Associates). Expone brevemente algunas de las causas a las que se imputan los últimos incrementos en los precios en California, así como propuestas para corregir tal situación

(5) En la parte del mismo que se encuentra liberalizada. Actualmente son cualificados los 68.000 consumidores que representan aproximadamente la mitad del consumo eléctrico en nuestro país.



TRIBUNA



La organización del mercado por medio de contratos bilaterales, se parece más a un mercado como el bursátil. Las ofertas y demandas no se casan para todo el mercado sino que lo hacen individualmente. De esta forma, cada productor recibe por la electricidad vendida el precio recogido en su oferta, en caso de que ésta sea aceptada, dado que todos los empresarios que producen por debajo del coste marginal del sistema van a ser retribuidos por el precio recogido en su oferta. Se trata de un sistema basado en la discriminación de las diferentes ofertas, de forma que el precio por las distintas instalaciones deja de ser uniforme. Como se prevé que muchas empresas que percibían anteriormente un precio igual al coste marginal de la última central llamada a producir van a percibir bajo las nuevas reglas un precio inferior, el precio final de la electricidad debería descender. También suponen una mayor libertad de contratación entre las distintas partes, que al negociar libremente las condiciones del suministro, permite aumentar el protagonismo de la demanda a la hora de determinar el precio y con ello, la eficiencia de la misma. Y por último, se prevé el desarrollo de un mercado de futuros eléctricos que comenzaría a funcionar en el año 2001, y que favorece la estabilidad de los precios en el largo plazo.

Otra de las ventajas que se le atribuye a la contratación bilateral, es la de disminuir la inestabilidad en los precios. En el caso del mercado español, por ejemplo, se ha tratado de justificar los aumentos del precio en el *pool*, por la necesidad de utilizar instalaciones de elevado coste (fuel) para satisfacer las puntas de la demanda. En un mecanismo de contratación bilateral, el

precio elevado de las instalaciones que se encuentran en el margen, sólo afectaría al precio que paga aquél que las contrata, por lo tanto, su impacto sobre el conjunto del sistema se minimizaría.

### 3. Las nuevas reglas de contratación de la electricidad (NETA)

El funcionamiento de los mercados eléctricos de subasta, como el *pool* británico, ha sido objeto últimamente de importantes críticas. La causa de las mismas tiene que ver, entre otros aspectos, con los aumentos en los precios por encima de lo esperado (6). Para explicar este hecho concurren multitud de factores, pero el argumento más utilizado es la falta de competencia real en un sector donde las empresas operan con un elevado grado de integración, tanto horizontal como vertical (7). A esto hay que añadir una demanda cuya elasticidad es prácticamente nula en el corto plazo (en período punta), una oferta también fija en el corto plazo (desde que se decide construir nueva capacidad, hasta que la misma entra en funcionamiento, puede transcurrir un período mínimo de 3 a 5 años), lo que favorece el ejercicio de poder de mercado, incluso por empresas con dimensiones relativamente reducidas (8).

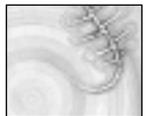
El mecanismo del *pool* o mercado de subastas, se basa como hemos visto, en estimaciones del consumo o demanda de energía que se espera en cada período horario. En función de las ofertas presentadas al mismo, se obtiene el precio final para esa franja. Sin embargo, tal como está planteado el mecanismo, el papel de la demanda es totalmente pasivo. La estimación de la demanda viene dada como la cantidad de electricidad que se desea consumir, independientemente de cuál sea el precio obtenido en el mercado.

Las *New Electric Trading Arrangements* (NETA) tienen entre sus principios básicos acabar

(6) Que en estos mercados debería ser igual al coste marginal del sistema

(7) WOLFRAM, Catherine D. (1999): *Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market*. American Economic Review volumen 89, número 4, páginas 805-826

(8) BORESTEIN, S. y BUSHNELL, J. (2000): *Electricity Restructuring: Deregulation o Reregulation*. Regulation: The Cato Review of Business and Government, volumen 23, número 2, Washington.



TRIBUNA

con este carácter pasivo. Se pretende aumentar el protagonismo y la libertad de las partes a la hora de decidir todos los aspectos relativos a la compraventa de electricidad. De esta forma, se organizan tres niveles diferentes para el nuevo mercado. Uno de futuros, gestionado por una entidad independiente Un mercado bilateral a corto plazo, y un mercado organizado o *pool* de ajustes cuya finalidad es la de asegurar el equilibrio del sistema, así como de la fijación de precios para aquellos desfases entre producción y consumos programados de los reales (9).

Los principales instrumentos de NETA, no tratan tanto de organizar el funcionamiento del mercado de electricidad, sino que, mas bien, busca dotarle de una serie de herramientas para corregir los desequilibrios. En realidad, hay multitud de circunstancias que provocan continuamente que, tanto consumidores como productores de electricidad, realicen consumos o aporten volúmenes de generación, diferentes a los que contractualmente se han comprometido a realizar. En estos casos, los instrumentos previstos en las NETA, deben corregir estos desfases entre producción programada y real, determinar los responsables de estos desfases y establecer los precios para dichas desviaciones.

Los mecanismos citados son básicamente dos: *Balancing Mechanism (BM)* o «dispositivo de equilibrio», que permite al operador del sistema modificar los niveles de generación y demanda declarados sobre la base de las mismas ofertas realizadas por las partes. El segundo, *Energy Imbalance Settlement (IB)* o liquidación de las diferencias entre las posiciones contractuales y reales de las partes, fijará los precios para las mismas.

### 3.1. El «dispositivo de equilibrio»

Como hemos mencionado, el objetivo de NETA es corregir los desequilibrios entre oferta y demanda que puedan producirse en un mercado basado en las transacciones bilaterales de electricidad libremente pactadas por los agentes. Para ello, generadores y demandantes deberán comuni-

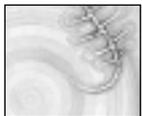
car al Operador del Sistema el volumen de energía contratada (10). Esta comunicación consta de dos partes: una primera que hace referencia a la totalidad de energía que se prevé contratar en el conjunto del día, y que debe producirse antes de las 11:00 horas del día anterior al que se refieren los intercambios pactados. La segunda y definitiva, se hace con relación al volumen de energía que se ha contratado para cada franja horaria de media hora y esta debe hacerse antes del «cierre» o «*Gate Closure*», que se producirá 3 horas y media antes de la media hora en la que se proyectan los intercambios. Esta información se realiza referida a unidades físicas de generación y de demanda y traza el perfil de consumo o generación previsto para esta unidad minuto a minuto. La finalidad de esta notificación individualizada es que el Operador del Sistema pueda localizar físicamente los distintos intercambios para garantizar en la mayor medida posible la realización de las transacciones previstas, junto con la seguridad del conjunto del sistema.

Para participar en el mecanismo de equilibrio, cada unidad de generación o demanda de electricidad en el sistema, presenta ofertas para aumentar o disminuir su producción por encima de los niveles notificados (si se trata de una unidad de generación) o para disminuir o aumentar su nivel de consumo por encima de lo declarado (si se trata de un demandante). El operador del sistema aceptará aquellas ofertas, parcialmente o en su totalidad, que sean necesarias para garantizar el funcionamiento y seguridad del sistema, bajo los principios de eficiencia y coste mínimo.

Las ofertas se presentan por pares por encima y por debajo de la propuesta. Deben incluir los precios por los que están dispuestos a modificar los niveles de generación o demanda previamente notificados. Cuando el operador del sistema acepta la oferta de un generador de incrementar su producción, éste recibe el precio que ha ofertado. Cuando se acepta una disminución del nivel de

(10) En la práctica, no todas las instalaciones están obligadas a notificar su nivel de operación. Se entiende que las pequeñas instalaciones, por debajo de 50 MW, no suponen un problema para la operación del sistema por lo que estarán exentas de esta obligación.

(9) UNESA (2000): *Energía Eléctrica: Informe Internacional*, número 91, páginas 64-65, Madrid.



TRIBUNA

generación, el generador deberá pagar al sistema por la cuantía establecida en su oferta. Cuando se acepta la oferta de un demandante de incrementar su nivel de consumo, éste deberá pagar el consumo adicional al precio ofertado, mientras que cuando se acepte una reducción en su volumen de demanda, será compensado por ello.

Mediante este sistema puede ocurrir que el Operador del Sistema tenga resultados positivos siempre que el precio que pide una parte por incrementar su nivel de producción sea superior a lo que exige la otra para reducirlo. En los casos en los que las ofertas son aceptadas para mejorar la eficiencia conjunta del sistema se le denomina arbitraje. Asimismo, las partes que han realizado contratos bilaterales pueden tener que realizar pagos o recibir ingresos distintos de los que provienen de los intercambios de energía previamente pactados, dependiendo de que ofertas y en que sentido, han sido aceptadas por el operador del sistema.

### 3.2. *El tratamiento de los desequilibrios de energía*

Bajo las nuevas normas se prevé que el grueso de la contratación eléctrica se produzca mediante contratos bilaterales libremente negociados por las partes. Eso no significa que la que el consumo o producción real coincida exactamente con lo recogido en el contrato, pudiéndose producir «volcados» de electricidad a la red, que no han sido contratados por ningún consumidor, así como extracciones para las que no se ha contratado generación previamente. El Convenio para los Desequilibrios de Energía, se encarga de asignar las diferencias entre lo contratado y lo realmente generado o consumido a los causantes de las mismas, así como de designar los precios para dichos desfases (11).

En este caso, el precio pagado a las partes que tienen un excedente neto de energía, será diferen-

te al que deben pagar aquellas partes que tienen un déficit neto. Para poder medir, calcular los desequilibrios que se producen entre las posiciones contratadas y las reales para cada período horario, será necesario notificar el volumen de energía contratada (en Kwh), así como la localización física del comprador y del vendedor. No es necesario informar acerca del precio al que se realiza la operación a la hora de determinar los desequilibrios producidos. Estas cantidades son anotadas en «cuentas de producción y de consumo» de energía para cada parte y comparadas con las mediciones de producción y consumo efectivamente realizadas, a fin de determinar el desequilibrio producido para cada cuenta.

Es posible que un mismo agente tenga un excedente neto de energía en una cuenta y un déficit neto en otra (12). En este supuesto, se producen dos cargos por estos desequilibrios, sin que se compensen entre sí, salvo en circunstancias excepcionales.

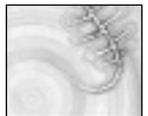
Por tanto, existen dos precios en el mecanismo, el precio de compra o precio que se carga a aquellas partes que presentan déficit y precio de venta o precio que se paga en aquellas cuentas en las que se produce superávit. Este precio se carga o se paga a la parte que causa el mismo (13). El precio de compra que se carga en caso de déficit, refleja el precio medio que el sistema ha tenido que pagar por la energía necesaria para hacer frente a ese déficit. Cuando una cuenta tiene superávit se le entregará el precio de venta o precio medio que el sistema haya podido obtener por el exceso de energía vertida sobre el mismo.

Obviamente, estos precios guardan relación con las ofertas para aumentar o disminuir la producción o la demanda, que el operador del sistema ha tenido que aceptar en el mecanismo de equilibrio, sin tener en cuenta, aquellas que han sido acepta-

(11) A diferencia del mecanismo de equilibrio, donde el precio a pagar o percibir por modificar su comportamiento en relación con las notificaciones enviadas al operador del sistema, era decidido por las partes a la hora de realizar dichas ofertas, aquí es el mecanismo corrector de los desequilibrios, el encargado de determinar el precio que pagarán las partes por separarse de sus posiciones contractuales

(12) Como consecuencia de la realización de más de un contrato bilateral, bien de compra o venta de energía, durante un mismo período horario.

(13) Supongamos que una cuenta presente un déficit de energía. Este puede ser debido a que o bien la parte vendedora ha «vertido» menos energía de la contratada, bien el comprador ha consumido más de lo pactado, o ambas cosas. El precio de compra deberá ser abonado por la parte o las partes que hayan causado este déficit. La misma idea opera para el caso de superávit.



TRIBUNA

das, para arbitrar una mayor eficiencia al conjunto del sistema. De esta forma, lo habitual será que el precio de compra sea superior al de venta.

Por último, hay que hacer constar que el resultado neto final de todos estos cargos y pagos no es, ni tiene por que ser cero. Lo normal es que arroje un saldo final positivo que es nuevamente destinado a las partes implicadas, en proporción a las importaciones o exportaciones de electricidad de las que cada parte ha sido responsable durante el período de vigencia del acuerdo.

#### 4. Limitaciones para el logro de los objetivos de NETA

Uno de los objetivos destacados de la reforma del mercado inglés es la consecución de menores precios. Sin embargo, para que las previsiones se cumplan tienen que darse dos premisas básicas. La primera de ellas tiene que ver con el ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas. Las subidas de precios en muchos de los sistemas eléctricos abiertos a las reglas de competencia, se han traducido en multitud de ocasiones en acusaciones de ejercicio de poder de mercado. Sin embargo, el hecho de que sistemas tan dispares y distantes entre sí, experimenten subidas de precios en un contexto internacional de crisis energética, permite, cuando menos, apuntar a otra serie de causas, como el escaso protagonismo de la demanda en la fijación de los precios, el incremento de la misma por encima de las previsiones debido al período de bonanza económica, además del más que evidente encarecimiento de las materias primas energéticas en el contexto internacional (14).

Además, el ejercicio de poder de mercado en el caso de un bien no almacenable y con demanda oscilante, depende, no sólo de la cuota de mercado, sino de otros aspectos como la información sobre los costes de la competencia, la flexibilidad de la oferta, y sobre todo la capacidad para fijar el precio marginal en el algoritmo de casación (15).

(14) Es de esperar que este invierno se produzca un desplazamiento hacia la electricidad como fuente de energía calórica, debido al incremento en los precios de los combustibles de origen fósil, por ejemplo.

(15) GREEN, R. (1998): *England and Wales: A competitive electricity market?* Power Paper PWP 060. Berkeley. California.

Supongamos un mercado con una elevada concentración medida. Admitamos que las empresas dominantes, poseen mayoritariamente un parque de generación para cubrir la demanda de base, por lo que estas instalaciones deberán funcionar continuamente. En un mercado tipo *pool* recibirán un precio igual al coste marginal del sistema para cada período horario. Las empresas dominantes poseen unas instalaciones baratas, pero con elevados costes de arranque. Por ello, realizarán ofertas lo suficientemente bajas, como para permitir entrar a producir continuamente. Esto hace que sea muy difícil que las mismas se encuentren en el margen y, por lo tanto, influyan en el precio final.

En este supuesto, el mercado relevante para el resto de las empresas será la demanda residual que la empresa dominante ha dejado por cubrir. Puesto que el precio final que reciban todas las empresas llamadas a producir dependerá del precio de la última oferta aceptada, podría darse ejercicio de poder de mercado sin tener la mayor cuota de mercado. Para ello supongamos que una segunda empresa de menor tamaño, posee las siguientes instalaciones más baratas del sistema. El coste es mayor que las que cubren la demanda de base, pero también tienen una mayor flexibilidad, que vendría representada por unos menores costes de parada y arranque. Si la empresa sabe que sus instalaciones van a fijar el precio en una determinada franja horaria, es posible que no oferte por cada instalación por un precio igual a su coste marginal, sino que ofertará por todas ellas a cambio de un precio igual al coste marginal de la más cara de ellas. El límite al precio ofertado será el coste marginal de la central perteneciente a la competencia más barata que pudiera ser llamada a producir.

Incluso, dependiendo de la información que se posea sobre el comportamiento de la demanda y los costes y características técnicas de la competencia, podría ofertarse centrales por debajo de coste, compensándose con ofertas por encima de costes para las más baratas. De esta forma, si disminuye la posibilidad de ser llamado a producir por el *pool*, se perderán también los incentivos para la aparición de mayor competencia en el mercado.



TRIBUNA

¿Se soluciona el problema del ejercicio del poder de mercado con el cambio en las normas de organización del mercado? Teóricamente, mediante la contratación bilateral el precio bajaría porque cada central es retribuida a un precio igual a su coste marginal y no al del sistema, por lo tanto, las centrales más económicas verán disminuidos sus ingresos.

Para que esto sea cierto, habría que asumir que las ofertas que presentan las distintas empresas son independientes del sistema de retribución. Parece más correcto pensar que si una empresa sabe que ella no va a fijar el precio, tenga incentivos para realizar ofertas más bajas que en el supuesto de que su retribución, dependa de las condiciones anunciadas.

Si las centrales de base van a ser retribuidas en función del precio libremente negociado con los demandantes, éstas solicitarán el precio máximo que les garantice la venta de energía. Obviamente, cuanto mayor sea el poder de mercado, y el conocimiento de las características del mismo, más elevadas podrán ser las pujas.

Incluso podría darse el caso de que las instalaciones con menores costes, sobreestimen el precio máximo que pueden obtener por su *output* (16). En este caso, la aplicación de este tipo de normas podría dar lugar a que instalaciones más caras fueran llamadas a producir antes que otras, lo que chocaría frontalmente con el principio de eficiencia productiva. Esto no ocurriría en el caso de un mercado tipo *pool*, donde el precio se fija no para cada oferta, sino en función de la última aceptada (17).

En definitiva, se trata de plantear el mecanismo como un juego en el que los diferentes precios incluidos en la matriz de pagos se hallan sometidos a una cierta probabilidad. Según varíe ésta, se alteran los pagos pudiendo influir sobre la estrategia de la empresa.

(16) El precio máximo que puede percibir y que les garantiza el ser llamadas a producir.

(17) WOLFRAM, C. D. (1999): *Electricity Markets: Should the Rest of the World Adopt the United of Kingdom's Reforms?* Regulation: The Cato Review of Business and Government, volumen 22, número 4, Washington.

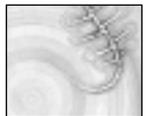
## 5. Valoración final

Dado que las nuevas normas de organización del mercado eléctrico (NETA) no entrarán en vigor hasta noviembre de 2000, habrá que esperar para poder comprobar en que medida se han cumplido los objetivos propuestos.

Uno de los objetivos de la reforma es aumentar la participación de la demanda en la fijación del precio de la electricidad. En el *pool* son muy pocos los que adquieren directamente la energía al precio horario fijado en el mismo. La mayoría de los consumidores lo hacen a través de intermediarios comercializadores. Un mayor protagonismo de la demanda consiste en que los consumidores presenten ofertas sobre la cantidad que están dispuestos a adquirir a cada precio. La respuesta de la demanda ante cambios en los precios contribuye a mejorar la eficiencia en su conjunto. Sin embargo, otros mercados como el *nordpool*, incluyen las propuestas de demanda para los diferentes niveles de precios. Existen por tanto, mecanismos adicionales al *pool*, que permiten incrementar el protagonismo de la demanda, sin necesidad de suprimir el mismo.

En cuanto a los precios, una de las causas que se apunta en la mayoría de los casos en que los precios se disparan, es el elevado grado de concentración de estos mercados y la escasa competencia efectiva. Teniendo en cuenta las peculiares características que conlleva el ejercicio de poder de mercado en el sector eléctrico, hemos podido ver cómo un sistema basado en la contratación bilateral de electricidad, solamente supondrá un descenso de los precios, si existe un número de empresas lo suficientemente elevado, de forma que el riesgo de no producir si se elevan las ofertas por encima del coste marginal sea a su vez, muy importante. Cuando el número de empresas es elevado, será difícil conjeturar sobre el comportamiento de la competencia. Si el número de empresas es reducido, y se conocen las funciones de costes de los competidores, podremos ajustar nuestras ofertas por encima del coste, con el límite del coste de los mismos.

Esta reflexión tiene también importantes implicaciones para el mercado español. Con un grado de concentración muy elevado en el merca-



do de generación, las recientes propuestas de fusión pueden representar un serio peligro para la aparición de competencia en el mismo.

Si bien parece existir consenso sobre el hecho de que tales fusiones pasarían por un importante proceso de desinversión en activos por parte de la nueva empresa (bien por la venta a nuevos competidores, bien mediante la técnica del intercambio de activos), el resultado, aunque en términos de índices de concentración no se viera sustancialmente alterado sí implicaría un mayor poder de mercado por parte de la empresa fusionada. Este poder vendría dado por una mejora en la composición del parque de generación entre las distintas tecnologías (de base y de punta) y, sobre todo, por el conocimiento, sumamente preciso de las funciones de costes de una proporción muy elevada del parque.

No pretendemos valorar aquí la validez de la reforma propuesta, ya que son muchos los factores de los que dependerá su éxito o fracaso. Hemos tratado de ofrecer una breve explicación sobre las principales características que van regir el funcionamiento del mercado, así como cuales son aquellos aspectos que pueden limitar su eficacia. En cualquier caso, no deja de sorprender que pese a la importancia que se ha dado a la existencia de poder de mercado sobre los elevados precios en un gran número de trabajos, las reformas propuestas con la finalidad de conseguir menores precios tratan de conseguir estos objetivos sin alterar sustancial y directamente la estructura empresarial existente. De todas formas, no es este un hecho aislado y como ya citamos, otro de los sistemas pioneros en los procesos de liberalización, Chile, también ha comenzado un proceso de reforma del sector eléctrico, que parece seguir los pasos dados en Inglaterra. Los países que se han incorporado recientemente a los procesos de liberalización, sí han incluido junto con el mercado *pool*, la posibilidad de realizar transacciones bilaterales entre los distintos agentes, así como contemplan el desarrollo de mercados financieros complementarios, por lo que en este sentido, parece más lógico esperar a que completen o aceleren los actuales procesos, antes que acometer la reforma de las reglas de funcionamiento del mercado. En cualquier caso, es de esperar que los

resultados que obtenga el mercado inglés (18) serán detalladamente estudiados por todo el entorno, antes que llevar a cabo sucesivas y reiteradas reformas que pueden generar un contexto de elevada incertidumbre en un sector que por las especiales características de las inversiones necesarias, requiere una gran estabilidad en las normas que rigen su funcionamiento.

## Bibliografía

1. BORESTEIN, S. y BUSHNELL, J. (2000): *Electricity restructuring: deregulation o reregulation*. Regulation: The Cato Review of Business and Government, volumen 23, número 2, Washington.
2. CALERO PEREZ, P. y SANCHEZ MACIAS, I. (2000): *Tarifas óptimas y subsidios cruzados en los peajes por el uso de las redes eléctricas*. Aceptada para su presentación en el VII Congreso de Economía Regional. Soria, noviembre de 2000
3. FALK, J. (2000): *How california should respond to high electricity prices*. Energy Regulation Brief. Septiembre, 2000. NETA (National Economic Research Associates).
4. GREEN, R. (1998): *England and Wales: a competitive electricity market?* Power Paper PWP 060. Berkeley. California.
5. OFGEM. *An Overview of the new electricity trading arrangements*. Mayo 2000.
6. PEREZ-ARRIAGA, I. J.; RIVIER, M. y VAZQUEZ, C. (1999): *Revisión de modelos de casación de ofertas para mercados eléctricos*. Actas de las 6ª Jornadas Luso-Españolas de Ingeniería Eléctrica, volumen 3, página 47
7. UNESA: *Informe especial: transposición de la directiva eléctrica en la Unión Europea*. Energía Eléctrica. Informe Internacional, número 91, mayo 2000, Madrid
8. WOLFRAM, C. D. (1998): *Strategic bidding in a multiunit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales*.
9. WOLFRAM, C. D. (1999): *Electricity markets: should the rest of the world adopt the United of Kingdom's reforms?* Regulation: The Cato Review of Business and Government, volumen 22, número 4, Washington
10. WOLFRAM, Catherine D. (1999): *Measuring duopoly power in the British electricity Spot Market*. American Economic Review, volumen 89, número 4, páginas 805-826.

(18) El regulador británico estima que con las nuevas reglas se puede llegar a producir un descenso del 10% en el precio de la electricidad



TRIBUNA