

¿Cambiará el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico tras la implantación del MIBEL?



Francisco Amaya Gordillo

Ingeniero Industrial del ICAI en 2004, es investigador en formación en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).



Carlos Vázquez

Ingeniero del ICAI (1993) y Doctor Ingeniero ICAI (2003). Investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).



Javier García González

Ingeniero Industrial (UPC, 1996) y Doctor Ingeniero ICAI (2001). Profesor del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la ETSII ICAI, e investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).

La reciente implantación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) ha dado a los agentes del mercado eléctrico la oportunidad de negociar la compra-venta de electricidad con unos períodos de entrega que abarcan semanas, meses, trimestres y años. Hasta entonces, los agentes debían presentar diariamente sus ofertas de compra y de venta para las 24 horas del día siguiente, estableciéndose un precio marginal horario con el que se remuneraba toda la generación casada. Este mercado, denominado mercado diario (o mercado “spot”) era el único mecanismo posible para vender la electricidad y, aunque existía la posibilidad de realizar contratos bilaterales físicos, éstos suponían un porcentaje muy pequeño del volumen de energía negociado. El nuevo esquema, —mercado a plazo y mercado “spot”—, es el que se ha adoptado ya en muchos otros países y parece existir un cierto consenso en que es la mejor forma posible para que los agentes puedan protegerse frente a la volatilidad del precio que se observa en los mercados eléctricos. Algunos de estos mercados se han caracterizado por tener un número pequeño de agentes productores (oligopolios) donde las acciones individuales de las empresas sí pueden influir en el precio resultante. Ante esta situación cabe preguntarse cuál será la influencia de que exista un mercado a plazo sobre el comportamiento estratégico de los agentes en el mercado “spot”. El objetivo de este artículo es indagar en dicha cuestión, hoy por hoy no resuelta y objeto de múltiples investigaciones, y proponer algunos planteamientos que ayuden a comprender la naturaleza de este interesante problema.

Introducción

El pasado 1 de julio de 2006 entró oficialmente en vigor el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). El MIBEL es el resultado de la integración de los mercados español y portugués. Representa a más de cincuenta millones de consumidores y cuenta con dos operadores de mercado, el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de España), que es el encargado de gestionar las transacciones del mercado diario y el OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Portugal), que centraliza las compras de energía a futuro.

La legislación vigente en el mercado eléctrico español ya permitía la celebración de con-

tratos bilaterales entre los agentes, quienes podían negociar sus transacciones de energía al margen del mercado diario a través de contratos a plazo⁽¹⁾. Sin embargo, en la práctica, los agentes han negociado la mayor parte de la energía en el mercado diario de OMEL. Por ejemplo, en 2004 el total de la energía declarada como contratos bilaterales fue de 1.556 GWh, el 0,77% del total, frente a los 201.773 GWh que se negociaron en el mercado diario⁽²⁾. Esta situación, que anteriormente estaba justificada por una regulación ya derogada que grababa la contratación bilateral en el cobro del cargo por garantía de potencia, contrasta claramente con el resto de los

⁽¹⁾ Ley 54/1997 (art. 23) y Real Decreto 2019/1997.

⁽²⁾ OMEL.

mercados liberalizados del mundo. A modo de ilustración, el mercado diario del APX en Holanda negocia entre un 10% y un 15% del total de la energía mientras que el mercado diario del EEX negocia algo menos del 15% de la energía de Alemania. Por ello, una vez implantado el MIBEL, dado que parece existir un consenso notable entre los agentes del sector sobre la conveniencia de poder negociar la energía en plazos más amplios que el diario y considerando que existe la obligación regulatoria por parte de los distribuidores de negociar una parte de su demanda regulada a plazo, parece que la relevancia del nuevo mercado a plazo superará con creces el papel insignificante que tradicionalmente ha tenido la contratación bilateral en el mercado eléctrico español.

La utilidad principal de los mercados a plazo es disminuir los efectos de la volatilidad en los precios que perciben los agentes por medio de la formalización de contratos voluntarios. De esta forma, su función más directa es permitir que los diferentes agentes que operan en un mercado puedan gestionar su riesgo de precio, asegurándose, por ejemplo, la venta de una cierta cantidad de energía a un precio fijo durante un intervalo temporal determinado.

Sin embargo, la existencia de los mercados a plazo podría influir en las estrategias seguidas por los agentes productores en los mercados de corto plazo, especialmente en aquellos casos donde existan agentes dominantes con cierta capacidad de influir en los precios del mercado. Sin entrar a discutir la regulación que se ha adoptado en los mercados español y portugués para atajar el posible ejercicio de estas posiciones dominantes, en este artículo se presenta un análisis simplificado de la influencia que pueden tener los mercados a plazo sobre el ejercicio de este poder de mercado. En cualquier caso, este análisis no está basado en el comportamiento real de los agentes y se restringe a un estudio teórico del mercado.

Mercado "spot" y mercado a plazo en el contexto del MIBEL

Desde que comenzó a funcionar el mercado eléctrico español el 1 de enero de 1998, el despacho de las unidades de generación (grupos térmicos, centrales nucleares, unidades hidráulicas, etc.) se determina diariamente mediante un mecanismo de mercado don-

de se realiza la casación de las ofertas presentadas por los agentes generadores y consumidores para cada hora. Básicamente existe una secuencia de mercados, tanto de energía como de servicios complementarios, que comienza con el mercado diario donde se negocia la energía para cada una de las 24 horas del día siguiente⁽³⁾. En el caso español, este mercado es el más relevante de todos en cuanto al volumen económico de las transacciones que en él se realizan. En el proceso de casación se van aceptando las ofertas de venta, ordenadas de la más barata a la más cara, y las ofertas de compra, ordenadas de la más cara a la más barata, continuando hasta que no queda ninguna oferta de venta más barata que alguna oferta de compra. El resultado de la casación es el precio marginal del sistema (que coincide con el precio de las últimas ofertas de venta casadas) al que se remunerar todas las ofertas de generación aceptadas y al que tienen que pagar la energía comprada los titulares de las ofertas de adquisición.

Por otro lado, bajo el nuevo esquema de mercado surge a su vez la posibilidad de negociar un volumen relevante de la energía mediante transacciones a plazo⁽⁴⁾. Para ello, existe la posibilidad de realizar contratos que especifican condiciones (fechas y valores de los activos subyacentes) bajo las cuales se establecen pagos entre dos partes. Existen dos tipos básicos de contratos a plazo. En primer lugar están los contratos *forward*, que consisten en un acuerdo de compra o venta de un activo subyacente a un precio predeterminado a lo largo de un periodo futuro en el que los términos se fijan de tal forma que el contrato no tiene coste. En segundo lugar están los contratos de futuros, que son contratos *forwards* en los que la calidad, cantidad y fecha están estandarizados. Así, un *futuro* es un *forward* estándar negociado en un mercado de *futuros*. En consonancia, existen dos grandes tipos de mercados a plazo. Por un lado están los mercados OTC (*Over The Counter*), de naturaleza estrictamente bilateral (*forwards*), que se caracterizan por la ausencia de intervención del regulador y por estar organizados en torno a un conjunto de *brokers*. Por otro lado, están los mercados organizados en los que los contratos están estandarizados (*futuros*), el proceso de negociación está reglamentado y existe una cámara

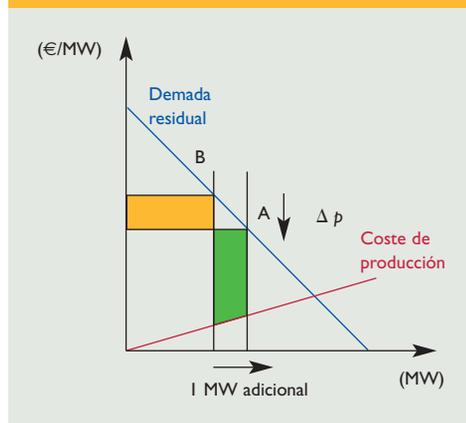
⁽³⁾ Por ese motivo, en la literatura técnica se le suele denominar *day-ahead market*, *pool* o *mercado spot*.

⁽⁴⁾ En caso de no ser así se habla de *pool* obligatorio.

Figura 1. Ejemplo de los contratos a plazo (WK: semanal, M: mensual, Q: trimestral y Y: anual). Fuente: www.omip.pt



Figura 2. Poder de mercado: retirada de cantidad



de compensación que actúa como contrapartida de las partes contratantes, siendo comprador para la parte vendedora y vendedor para la parte compradora, de modo que se elimina el riesgo de contrapartida.

En el contexto español y portugués, el MIBEL cuenta con un mercado diario gestionado por el OMIE, y con un mercado a plazo, a cuyo cargo está el OMIP junto con la OMI-Clear (*Sociedade de Compensação de Mercados de Energia*). En la Figura 1 puede verse un ejemplo del tipo de contratos (semanales, mensuales, trimestrales y anuales) que se negocian en el OMIP donde hay dos clases de contratos de futuros: unos implican entrega física y los otros prevén una liquidación a vencimiento puramente financiera.

El 19 de julio de 2006 los distintos distribuidores, obligados a comprar en el mercado a plazo al menos el 5% de la energía que

vendan a clientes a tarifa desde el 1 de julio de 2006 hasta su fin⁽⁵⁾, realizaron sus primeras ofertas de compra de energía mediante la celebración de 477 contratos de futuros con entrega física de 1 MWh en carga base⁽⁶⁾ para cada una de las 24 horas de los días correspondientes al periodo antes citado. Las subastas mensuales para este mercado se celebrarán los primeros y terceros miércoles de cada mes mientras que las subastas cuatrimestrales lo harán los terceros miércoles de cada mes.

En lo que respecta al mercado diario integrado, los trabajos para su puesta en marcha se encuentran actualmente en proceso de desarrollo. No obstante, la implantación del mecanismo definitivo debe realizarse en 2007.

¿Afecta la implantación de un mercado a plazo al comportamiento estratégico de los agentes?

¿Qué se entiende por comportamiento estratégico?

En primer lugar, para ilustrar lo que aquí denominamos comportamiento estratégico, tomemos como punto de partida un supuesto mercado con *pool* obligatorio y sin contratos⁽⁷⁾. En este contexto, cuando un agente con capacidad para manipular el precio decide hacer una oferta, debe tener en cuenta dos términos:

Término 1 El beneficio adicional que va a obtener en el mercado por vender ese megavatio adicional, es decir, la diferencia entre el precio marginal p y los costes variables de operación cv . Este beneficio adicional unitario se calcularía obviamente como $(p-cv)$.

Término 2 La disminución de los ingresos debida al descenso en el precio Δp que se ocasionará al vender ese megavatio adicional. El decremento del precio reducirá los ingresos que perciben todos los demás generadores de su empresa. Llamando q al total de la potencia vendida por la empresa en esa hora, este término se puede expresar como $q \cdot \Delta p$.

En la Figura 2, la línea roja representa los costes de producción de una cierta empresa a medida que vende más potencia en el mer-

⁽⁵⁾ Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006.

⁽⁶⁾ Un contrato carga-base o "baseload" es un tipo de contrato donde la energía se suministra de forma constante las 24 horas del día. Por otro lado, en un contrato carga-pico la ventana temporal se limita únicamente las horas de punta.

⁽⁷⁾ El análisis que se describe a continuación está basado a grandes rasgos en la hipótesis de que la variable estratégica del mercado es la cantidad de energía que cada agente saca al mercado en cada hora. Otros análisis son posibles —estrategias en precios, en funciones de oferta, etc.—

cado. La línea azul representa su demanda residual que indica cómo varía el precio del mercado en función de la cantidad que desee vender la empresa⁽⁸⁾; si la empresa quiere suministrar más energía, el precio resultante tendrá que ser más bajo.

La cuestión es que cuando el agente decide ofertar un megavatio adicional y pasar del punto B al A, el área dibujada en verde representaría el valor del beneficio extra obtenido (término 1) y el área amarilla representaría la disminución de los ingresos (término 2). Siempre que el primer término sea superior al segundo, será beneficioso producir ese megavatio adicional; en caso contrario, será mejor no generar y mantener los precios altos. En el caso de la Figura, el área verde es mayor que el área amarilla, de modo que sí sería rentable generar el megavatio adicional.

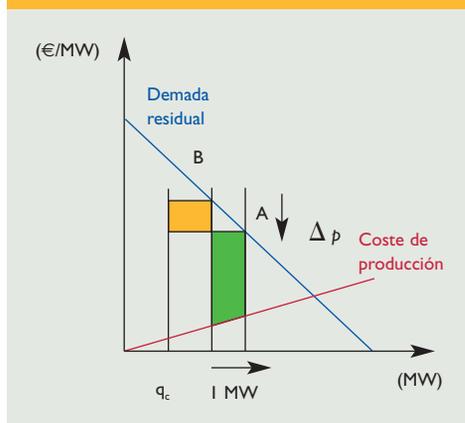
Existe por lo tanto un conjunto de generadores para cada empresa que podrían ser rentables si funcionaran aisladamente —el primer término es positivo— pero que perjudicarían al conjunto de la cartera si generaran, pues ello supondría reducir el precio al que se remuneraría toda la producción de la empresa. En este caso, el segundo término sería mayor que el primero y no interesaría producir. Puesto que esta decisión depende críticamente del tamaño de la empresa, en la jerga micro-económica se diría que la empresa está retirando sus grupos del mercado por criterios oligopolistas. Para una empresa muy pequeña, el segundo término es siempre despreciable.

Comportamiento estratégico y contratos

Si ahora se considera la misma situación anterior, pero se añade el detalle de que el agente cuenta con un contrato de largo plazo por una cantidad q_c de su energía, de nuevo habrá que considerar los dos términos de la oferta:

- Los beneficios de operación que serán iguales a los del caso anterior: $(p-cv)$.
- El impacto sobre la generación inframarginal de la reducción del precio. En este caso es preciso tener en cuenta que el precio que percibe la generación contratada ya es fijo y que sólo la parte no cubierta por el contrato se vería afectada por la bajada del precio, es decir: $(q-q_c) \cdot \Delta p$.

Figura 3. Poder de mercado: retirada de cantidad con contratos



Puede observarse que la cantidad retirada del mercado será ahora menor; ya que al reducirse el segundo término —el término oligopolista— el número de casos en los que el primer término es más pequeño que el segundo disminuye. Se trata de una consecuencia lógica del razonamiento: si se deja de ofertar una cierta generación porque una bajada de precios afectaría al resto de la potencia de la empresa, cuando la potencia afectada por esa bajada disminuye, este efecto también lo hace, y es rentable sacar al mercado más generación y aprovechar sus beneficios de operación, aunque eso implique hacer que el precio baje. De este modo, se puede decir que los contratos mitigarían el poder de mercado. Esta conclusión ha sido confirmada por diferentes modelos de complejidad y alcance superiores a las pretensiones de este artículo⁽⁹⁾.

¿Qué relación existe entre el precio del mercado "spot" y el precio de los contratos negociados en un mercado a plazo?

Supongamos que un agente del mercado es propietario de un único generador cuyo coste medio agregado —operación más amortización— vale C . Supongamos que el agente acuerda un contrato bilateral con un gran cliente industrial para venderle toda su energía por un precio algo superior a sus costes C^+ que, en principio, podría ser suficiente para asegurar la viabilidad de la empresa. Supongamos, por último, que el precio p del mercado spot es más alto que ese valor C^+ . Entonces, cuando el agente está tomando la decisión de cómo realizar el contrato, podría plantearse la

⁽⁸⁾ En realidad, la demanda residual es desconocida puesto que depende de las ofertas presentadas por el resto de competidores así como por los agentes compradores. Por ello, en la práctica se trabaja con estimaciones de demanda residual obtenidas a partir de técnicas avanzadas de estadística e inteligencia artificial.

⁽⁹⁾ Para profundizar en esta idea se pueden consultar las referencias siguientes: Allaz and Vila (1993), Green (1999), Von der Fehr and Harbord (1993), Newbery (1998), Wolak (2000).

posibilidad de contratar un megavatio menos de lo inicialmente previsto y vender ese megavatio adicional en el mercado de corto plazo. Al hacerlo, observaría que obtiene un beneficio adicional igual a la diferencia entre el precio del contrato y el del mercado $p-C^+$. Siguiendo esta lógica, el generador iría reduciendo progresivamente su cantidad contratada y obteniendo beneficios por hacerlo, hasta encontrar que lo óptimo es vender toda su energía en el corto plazo y no contratar nada a plazo. Análogamente, si el caso fuera al contrario y el precio del contrato fuera superior al del mercado, $C^+>p$, entonces el consumidor podría hacer un razonamiento equivalente y terminaría por no contratar tampoco.

Así, el contrato sólo es sostenible cuando su precio coincide con la esperanza de los precios del mercado *spot*. Dicho de otro modo, puesto que siempre existe la posibilidad de vender o comprar la energía en el mercado *spot*, el precio de los contratos no puede diferir significativamente del precio del mercado de corto plazo. En cuanto aparece una diferencia relevante, existe la posibilidad para algún agente de hacer negocio comprando contratos a plazo y vendiéndolos en el mercado diario, o viceversa. De esta forma, se crea una serie de fuerzas del mercado, asociadas a este tipo de operaciones de arbitraje, que tienden a igualar los precios.

No obstante, todo lo anterior es sólo parcialmente cierto puesto que hemos ignorado hasta ahora los efectos del riesgo sobre el comportamiento de los agentes. El precio de los contratos a plazo es un valor cierto y conocido, mientras que el precio del mercado diario es incierto. Así, cada uno de los agentes tendrá que hacer su propia estimación de los escenarios de precios que se esperan para el futuro, y al hacerlo incluirá consciente o inconscientemente su propia percepción del riesgo. Por ejemplo, un generador que percibe que el precio de corto plazo puede oscilar entre 30 €/MWh y 80 €/MWh podría pensar que no está dispuesto a contratar por debajo de la esperanza matemática de dicho precio —supongamos que vale 55 €/MWh—, puesto que hacerlo a un precio menor significaría renunciar a la posibilidad de obtener, en valor promedio, un lucro vendiendo la energía en el corto plazo, pero también podría plantearse que está dispuesto a asegurar un precio algo inferior de 50 €/MWh con tal de evitar los escenarios muy desfavorables cercanos a los 30 €/MWh. Pagaría, por tanto, una prima de riesgo de 5 €/MWh en su contrato a cambio de asegurarse de eludir los precios más bajos del mercado *spot*. Si

métricamente, el consumidor industrial podría estar dispuesto a contratar hasta a un precio de 65 €/MWh, pagando una prima de riesgo de 10 €/MWh, para evitar los escenarios adversos en torno a los 80 €/MWh.

El precio que los generadores estarían dispuestos a cobrar por un contrato a plazo tiende típicamente a estar ligeramente por debajo de la esperanza matemática del precio del *spot*, y el precio que los consumidores pueden pagar tiende a estar ligeramente por encima de ese valor. Cualquier valor intermedio entre esas dos cifras será un precio adecuado para los contratos a plazo. Dependiendo de cuál de los agentes sea el dominante, la tendencia se moverá en un sentido o en otro. Por ejemplo, si los consumidores tienen una gran aversión al riesgo pero los generadores apenas lo perciben, entonces el precio de los contratos de largo plazo tenderá a ser más alto que la media del mercado diario. Y a la inversa, si el riesgo de los generadores es alto pero los consumidores no tienen aversión al riesgo, el precio de los contratos será inferior a la esperanza del precio del *pool*. En cualquier caso, esto no impide que exista arbitraje: si un agente está vendiendo en el largo plazo a un precio inferior a la esperanza del mercado de corto menos su prima de riesgo, todo el razonamiento inicial de este apartado se volvería a aplicar.

De modo que, en resumen, se puede decir que la existencia de un mercado *spot* suficientemente líquido como para crear un índice de precios creíble —y un tamaño alrededor del 15% puede ser suficiente— sirve como referencia para todos los contratos y hace que los precios de los diferentes mercados, incluyendo los contratos a plazo, se encuentren alineados y sean similares.

Comportamiento estratégico y contratos. El efecto del vencimiento

El razonamiento expuesto en el apartado “Comportamiento estratégico y contratos”, si bien es correcto en su contexto, no tiene en cuenta un factor relevante presente en los mercados reales y que, como se muestra a continuación, hace que el efecto mitigador de los incentivos asociados al comportamiento estratégico de los agentes dominantes de un mercado se vea muy reducido.

Este hecho es que los contratos no tienen una duración infinita y que los ingresos asociados a los mismos no son completamente independientes del precio del mercado *spot*.

Como se ha explicado en el apartado “¿Qué relación existe entre el precio del mercado *spot* y el precio de los contratos negociados en un mercado a plazo?”, la existencia de un mercado *spot* suficientemente líquido sirve como referencia para todos los contratos y hace que los precios de los diferentes mercados, incluyendo los contratos a plazo, se encuentren alineados y sean similares.

En esta situación, si un agente decide sacar al mercado más cantidad de generación sabiendo que ya tiene una parte de su producción contratada y que por eso no le afecta tanto que el precio pueda bajar, debe tener en cuenta que ese precio bajo es el que servirá como referencia para sus contratos futuros.

Así, la oferta de este agente se puede reescribir ahora en tres términos:

- Los beneficios de operación –diferencia entre el precio y el coste de producción–, iguales a los de los casos anteriores: $(p-cv)$.
- El impacto sobre la generación inframarginal de la reducción del precio: $(q-q_c) \cdot \Delta p$.
- El impacto sobre los contratos futuros de la reducción del precio, que se puede valorar como $q_c \cdot \Delta p_c$, siendo Δp_c el valor de la reducción en el precio del contrato que se produce al aumentar la producción en el mercado *spot*. Si aceptamos la hipótesis de que, por la relación de arbitraje que existe entre el precio del mercado *spot* y el precio de los contratos, una bajada del precio *spot* supone una bajada equivalente del precio del contrato bilateral, entonces $\Delta p_c = \Delta p$.

Bajo la hipótesis anterior, los dos últimos términos podrían sumarse en uno único de valor $(q-q_c) \cdot \Delta p + q_c \cdot \Delta p = q \cdot \Delta p$, de modo que el resultado de este problema sería el mismo que el resultado del subapartado “¿Qué se entiende por comportamiento estratégico?”, el caso sin contratos. Es decir, que si tenemos en cuenta que los precios actuales sirven como referencia para los contratos futuros, resulta interesante retirar cantidad para mantener los precios altos y así obtener mejores contratos. Al considerar este efecto, el comportamiento óptimo de los generadores coincide con el comportamiento óptimo en el caso sin contratos. De modo que esto elimina la capacidad de los contratos para reducir el poder de mercado.

Una última observación: el efecto de la proximidad a la renegociación del contrato

En realidad, el comportamiento explicado en el subapartado anterior no es siempre lineal. Típicamente, cuando un agente acaba de firmar un contrato de largo plazo tiende a actuar como si su renovación fuera muy lejana y como si los precios actuales no tuvieran ninguna influencia sobre los precios a los que negociará el siguiente contrato. En ese caso, el agente se comporta de modo más competitivo, siguiendo lo expuesto en el subapartado “Comportamiento estratégico y contratos”. Sin embargo, a medida que el vencimiento se aproxima, los incentivos para elevar el precio son más altos y los agentes se comportan progresivamente de forma similar a la del subapartado “Comportamiento estratégico y contratos. El efecto del vencimiento”. De hecho, estos incentivos pueden ser muy altos si se ven afectados por la duración de los contratos. Por ejemplo, subir el precio durante el último mes puede conseguir modificar el precio del contrato anual, lo que reportará ingresos durante un año completo. En un mercado diversificado, donde no todos los contratos se firman al mismo tiempo, se puede demostrar que el mercado se comporta según la media, de forma que los precios que se obtienen se asemejan a los que se obtenían en el caso sin contratos.

Cuanto mayor es la duración de los contratos, mayor es su efecto limitador del poder de mercado, pero también son mayores los incentivos para subir el precio cuando está próximo a finalizar⁽¹⁰⁾. En cualquier caso, tomando una ventana de tiempo suficientemente amplia que abarque al menos la totalidad de la vida del contrato, en nuestra opinión los precios medios no se venían afectados por la existencia de estos contratos.

Por tanto, cuando se tiene conciencia del vencimiento de los contratos, no es interesante bajar el precio del mercado *spot*, incluso estando completamente cubierto por contratos de largo plazo.

Conclusiones

Existe un consenso generalizado entre los agentes del sector eléctrico sobre la conveniencia de poder negociar la energía en plazos más amplios que el ámbito diario. Así pues, la reciente implantación del MIBEL

⁽¹⁰⁾ Un caso conceptualmente distinto aparece cuando el precio de los contratos está fijado exteriormente de alguna forma, de modo que no es posible para el agente manipularlo. En este caso, los contratos sí pueden ser una herramienta eficaz de control del poder de mercado, ya que el tercer término desaparece pero el segundo término sigue siendo reducido. Estaríamos ante una implantación realista del caso descrito en el subapartado “¿Qué relación existe entre el precio del mercado *spot* y el precio de los contratos negociados en un mercado a plazo?”.

permitirá a los generadores y consumidores gestionar el riesgo al que están expuestos como consecuencia de la volatilidad de los precios. Además, la obligación regulatoria por parte de los distribuidores de contratar una parte de su demanda regulada en el mercado a plazo, o el elevado volumen de contratación de energía a plazo que existe en la mayoría de los países en los que el sector eléctrico está liberalizado, sugiere la posibilidad de que el nuevo mercado a plazo supere con creces el papel insignificante que tradicionalmente ha tenido la contratación bilateral en el mercado eléctrico español, pasando a negociarse en él un porcentaje importante del total de la energía eléctrica. En este contexto, es necesario analizar si la implantación del mercado a plazo influirá en el comportamiento estratégico de los agentes participantes. En este artículo se han presentado unos ejemplos sencillos, que a pesar de utilizar fuertes simplificaciones, permiten concluir que la capacidad de ejercer el poder de mercado no cambiará de manera notable ya que el mercado a plazo y el mercado spot están fuertemente interrelacionados. Habrá que esperar a que aumente el número de transacciones y a

que el nuevo esquema haya madurado suficientemente para poder comprobarlo. ■

Referencias

- Allaz, B. y J. L. Vila (1993): "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", *Journal of Economic Theory*, 59, 1-16.
- Von der Fehr, N.-H.M. y Harbord, D. (1993): "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry", *Economic Journal*, 103, 531-546.
- Ferreira, J. L. (2001): "Strategic Interaction Between Futures and Spot Markets", *Journal of Economic Theory*, 108, 141-151.
- Amaya, F., Rodilla, P., García-González, J., Vázquez, C.: "The Strategic Effects of Forward Markets on Oligopolistic Electricity Equilibria". 1st Enerday Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, March 2006.
- Green, R. (1999): "The Electricity Contract Market in England and Wales", *Journal of Industrial Economics*, 47, 107-124.
- Pérez-Arriaga, J.I. (2005): "Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación en España".
- Newbery, D. (1998): "Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market", *RAND Journal of Economics*, 29, 726-749.
- Wolak, F.A. (2000): "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market", *International Economic Journal*, 14(2), 1-39.

Les presentamos a los profesionales mejor protegidos

Cada vez existen más reclamaciones en el ejercicio de su profesión. Por esta razón, su tranquilidad depende de una adecuada cobertura aseguradora.

Aon Services, la correduría de seguros de la Asociación/Colegio Nacional de Ingenieros del ICAI, tiene la mayor experiencia del sector en dar respuesta especializada a los riesgos profesionales y, actualmente, más de 100 Colegios Profesionales confían en nosotros para asegurar la Responsabilidad Civil de sus colegiados.

Con las máximas garantías. Con total tranquilidad. Con el respaldo del líder en consultoría de riesgos y correduría de seguros en España.

Aon Services

AON

Aon Services: Mejía Lequerica 8 • 28004 Madrid • tel.: 902 15 78 74 • www.aon.es

Global y Control Services Correduría de Seguros, S.A.U. Inscrita en el Rº Mercantil de Madrid, Hoja M-12303, Tomo 12.682, Folio 221, N.I.F. A-28007797. Inscrita en el Registro Especial de Sociedades de Correduría de Seguros de la DGS con la clave J-994. Capacidad financiera y Seguro de Responsabilidad Civil concertado según lo previsto en la Ley 26/2006, de 17 de Julio.

