
FUNCIONAMIENTO Y DISEÑO DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS ¿QUÉ NOS ENSEÑA LA TEORÍA DE JUEGOS?

NATALIA FABRA

Departamento de Economía
Universidad Carlos III de Madrid

Siguiendo las reformas llevadas a cabo en los Países Nórdicos, el Reino Unido, Chile o California, los años noventa son testigo de un cambio de paradigma en la regulación del sector eléctrico. Se desencadena entonces una senda de reformas en diversos países, incluida España. Si bien cada reforma tiene elementos propios, todas ellas comparten ciertos elementos en común:

se privatizan las empresas eléctricas allí donde eran públicas, y se separan la propiedad y gestión de las redes de las actividades de generación y comercialización eléctricas. Si bien las primeras, por su naturaleza como Monopolios Naturales, siguen tratándose como actividades reguladas, la generación y la comercialización se abren a la competencia. Se crean mercados mayoristas de electricidad, en los que los generadores venden su producción a precios de mercado según un conjunto definido de reglas, y de forma paulatina se va aumentando el colectivo de consumidores con derecho a elegir comercializador.

España fue pionera en el proceso de reforma al nacionalizar en 1987 la red de alta tensión, hasta entonces propiedad de las empresas eléctricas verticalmente integradas. Se crea entonces Red Eléctrica de España como empresa independiente encargada del transporte y de la operación del sistema eléctrico con criterios de optimización económica en la explotación del parque de generación. El mercado mayorista para la generación eléctrica se introduce en 1997 con la aprobación de Ley del Sector Eléctrico (Fabra y Crampes, 2006), y la posibilidad de

elección de comercializador se concreta en 2009 para los grandes consumidores y un año más tarde para los consumidores domésticos.

El cambio regulatorio genera un fuerte interés por parte del mundo académico, desde el que de forma paralela se empiezan a desarrollar diferentes modelos económicos y estudios empíricos para analizar y evaluar el funcionamiento del sector eléctrico. En esta labor, la Teoría de Juegos ha resultado imprescindible al aportar la metodología adecuada para caracterizar el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas en un mercado en el que precios y producción se determinarían como resultado de la interacción entre todas ellas.

En este artículo se repasan algunas de las referencias principales que han guiado el desarrollo de la Teoría de Juegos aplicada al estudio de los mercados eléctricos, así como las conclusiones que éstas han aportado para la política regulatoria y de defensa de la competencia en el sector. Por su brevedad, el artículo se centra en dos cuestiones clave: la competencia y el poder de mercado en el mercado mayoris-

ta de electricidad, y sus efectos sobre los incentivos a la inversión en capacidad de generación.

COMPETENCIA Y PODER DE MERCADO EN LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD ▼

El mercado mayorista de electricidad ha sido el foco principal de atención de las reformas y del debate regulatorio, dado el papel central que juega en el conjunto del sistema. Cuando en los años noventa se planteó el cambio regulatorio en el sector eléctrico, los economistas primero recurrieron a los modelos clásicos de la Teoría de Juegos, y en concreto de la Organización Industrial (Tirole, 1988), como herramienta para analizar el funcionamiento del nuevo mercado. Por ejemplo, el modelo de Cournot, que asume que las empresas compiten eligiendo cantidades, o el modelo de Bertrand-Edgeworth, que asume que las empresas –sujetas a límites de capacidad– compiten eligiendo precios, permiten arrojar luz sobre la interacción estratégica entre las empresas eléctricas. En concreto, dado el reducido número de competidores, la predicción de ambos modelos es que los mercados mayoristas de electricidad generarían ineficiencias en la fijación de precios –porque los precios de equilibrio son superiores a los costes marginales de producción– e ineficiencias productivas, porque en equilibrio se recurre a tecnologías de mayores costes aun estando disponibles tecnologías de costes menores. Estas ineficiencias son mayores cuanto más concentrado es el mercado, es decir, cuanto menor es el número de empresas o las empresas existentes son más asimétricas entre sí.

Ambos modelos resultan atractivos por su simplicidad y por predecir equilibrios con propiedades bien estudiadas, pero no son totalmente adecuados para analizar el comportamiento estratégico en los mercados eléctricos porque no recogen algunas de sus particularidades. En concreto, las empresas generadoras no sólo eligen cuánto quieren producir, como asume el modelo de Cournot, o a qué precio, como asume el modelo de Bertrand, sino que eligen curvas de oferta, es decir los precios a los que quieren ofertar distintos niveles de producción (1).

Por ello, pronto se comprendió la necesidad de desarrollar modelos específicos del sector con los que poder analizar las complejas relaciones entre la estructura corporativa, las reglas del mercado y el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas. En concreto, para proporcionar una representación adecuada de la interacción estratégica entre las empresas, era importante incorporar a los modelos el precio y la cantidad como variables estratégicas de decisión; es decir, la posibilidad de que las empresas eligieran curvas de oferta tal y como ocurre en la práctica.

Modelos de competencia con curvas de oferta ▼

Dos fueron los modelos que, de forma paralela, se desarrollaron para analizar el comportamiento estra-

tégico de las empresas en los mercados eléctricos: el modelo de Green y Newbery, 1992 (2) y el modelo de von der Fehr y Harbord (1993), modelos que todavía hoy constituyen referencias principales en este campo.

Ambos asumen la existencia de un número reducido de empresas, posiblemente con capacidades productivas limitadas, y distintas tecnologías de generación. Con cierta periodicidad, por ejemplo diaria u horaria, las empresas presentan al Operador del Mercado sus curvas de oferta, que indican los precios mínimos a los que están dispuestos a producir cada nivel de producción. En orden creciente sobre la base de estas ofertas, el Operador del Mercado asigna la producción a cada empresa, y establece el precio de mercado en la intersección entre oferta y demanda; en otras palabras, el precio con el que se remunera toda la producción es el de la última oferta aceptada. La diferencia entre ambos modelos radica en la forma que pueden adoptar las curvas de oferta elegidas por las empresas: el modelo de Green y Newbery (1992) asume curvas de oferta continuas y diferenciables, mientras que el modelo de von der Fehr y Harbord (1993) asume curvas de oferta discretas o escalonadas. La diferencia puede parecer sólo metodológica (3), pero va más allá, porque afecta al tipo de equilibrios que predice cada modelo- como se describe a continuación.

El modelo con curvas de oferta continuas. La caracterización del equilibrio en el modelo de Green y Newbery (1992) responde a la siguiente observación: las ofertas precio-cantidad de cada empresa tienen que ser óptimas para cada posible realización de demanda residual a la que se puedan enfrentar, dadas las curvas de oferta de sus rivales y dadas las posibles realizaciones de la demanda de mercado. Así, la curva de oferta óptima de cada empresa se construye uniendo todos los pares precio-cantidad expost óptimos. Es decir, una vez desvelada la incertidumbre sobre la demanda, cada empresa produce sobre el par precio-cantidad que maximiza sus beneficios.

El modelo de Green y Newbery (1992) genera multiplicidad de equilibrios, con precios comprendidos entre el precio competitivo y el precio del equilibrio de Cournot (4). Los mayores precios de equilibrio están asociados al uso de curvas de oferta con mayor pendiente. De hecho, cuanto más verticales sean las curvas de oferta usadas por las empresas, más inelástica será la demanda residual a la que cada una se enfrenta (5). A su vez, ello implica que una empresa que quisiera desviarse tendría que reducir su precio en una mayor cuantía para aumentar sus ventas. El desvío se evita sólo si el aumento en la producción no compensa la reducción en el precio; en definitiva, sólo si las curvas de oferta utilizadas tienen la suficiente pendiente.

Si bien el modelo de Green y Newbery (1992) se ha convertido en una referencia indiscutible para anali-

zar el poder de mercado en los mercados eléctricos, este modelo presenta una debilidad práctica: la multiplicidad de equilibrios que predice implica que las previsiones sobre el poder de mercado pueden variar drásticamente según el equilibrio escogido, sin que la Teoría de Juegos ofrezca argumentos concluyentes que permitan seleccionar un equilibrio sobre los demás (6).

El modelo con curvas de oferta discretas (o modelo de subastas). El modelo de von der Fehr y Harbord (1993), también denominado modelo de subastas, asume que las empresas compiten eligiendo curvas de oferta discretas; esto es, curvas «a tramos» o «escalonadas». Este supuesto es más acorde con la realidad porque, en todos los mercados organizados, las empresas eligen un número finito de pares precio-cantidad (7).

Los equilibrios del modelo de von der Fehr y Harbord (1993) dependen de forma crítica de la relación entre las capacidades de las empresas y la demanda de mercado. Esto da lugar a dos tipos de comportamientos dependiendo de si existen o no empresas «pivotal», es decir, dependiendo de si existen empresas cuya capacidad resulte imprescindible para cubrir la demanda agregada.

Por una parte, si ninguna empresa es pivotal, el mercado es perfectamente competitivo. La razón es sencilla: la empresa que intentara elevar el precio por encima del precio competitivo no sería despachada porque el resto de empresas tendrían capacidad suficiente para cubrir la demanda por sí solas. Por otra parte, si al menos una empresa es pivotal, el resultado competitivo ya no es un equilibrio de mercado. Ahora, la empresa pivotal no vería frustrado su intento de elevar el precio de mercado por encima del competitivo porque la demanda residual a la que se enfrenta, y por tanto su producción, serían positivas. Por ello, en equilibrio, las empresas ejercen poder de mercado, lo que genera precios superiores al competitivo y, posiblemente también, ineficiencias productivas.

Para sostener precios superiores al competitivo, las empresas adoptan comportamientos asimétricos: todas las empresas menos una se comportan como tomadoras de precio, ofertando su capacidad a precios cercanos a su coste marginal, mientras que una de ellas eleva el precio de mercado hasta el precio máximo permitido, si la demanda es inelástica, o hasta el precio que maximiza sus beneficios sobre su demanda residual, si ésta presenta cierta elasticidad. Así, todas las empresas son retribuidas a un precio elevado, sin que ninguna de ellas tenga incentivos al desvío: las empresas que son tomadoras de precio venden toda su capacidad al precio más alto ofertado, y la empresa que puja alto sólo podría aumentar su producción recortando la puja de sus rivales, pero esto reduciría tanto el precio de mercado que el desvío no resultaría rentable.

Por tanto, el modelo de subastas predice que el mercado se comporta de forma dicotómica: es com-

petitivo cuando ninguna empresa es pivotal, lo que suele ocurrir en periodos de demanda baja, o genera precios muy elevados cuando al menos una empresa es imprescindible para cubrir la demanda, lo que suele ocurrir en periodos de demanda alta. De esta predicción se desprende la importancia que tiene la estructura corporativa sobre el funcionamiento del mercado: cuanto menor sea el número de empresas, y más asimétricas sean éstas entre sí, es decir, cuanto mayor sea la concentración del mercado, mayor será la posibilidad de que una de las empresas sea pivotal, y de que por ello se pueda ejercer poder de mercado.

Indicadores del poder de mercado. Los modelos de competencia en los mercados eléctricos arrojan luz sobre cómo identificar y medir el poder de mercado. Por las razones hasta aquí expuestas, el mercado eléctrico no es distinto a muchos otros para los que se utilizan los índices de concentración, por ejemplo, las cuotas de mercado de las mayores empresas o el índice de Hirschmann-Herfindahl HHI (8), como primer filtro para identificar la intensidad de la competencia. No obstante, no hay que olvidar que los índices de concentración son medidas imperfectas, que no tienen en cuenta factores tan importantes como la elasticidad de la demanda y de la oferta, la estructura vertical de las empresas, o la existencia de barreras a la entrada, entre otros. En su aplicación práctica, las cuotas de mercado o el HHI pueden servir como test negativo: en una industria altamente fragmentada, en la que cada empresa posee una fracción muy reducida del mercado, es difícil que se perpetúen posiciones de dominio, tal y como exponen de forma explícita las reglas de política de la competencia en la Unión Europea y las *Horizontal Merger Guidelines* del departamento de Justicia en EE.UU. Más allá, su interpretación debe de tomarse con cautela.

Las predicciones del modelo de subastas también sugieren el uso de otros indicadores del ejercicio del poder de mercado: el *PSI (Pivotal Supply Indicator)* y el *RSI (Residual Supply Index)*, ambos basados en el concepto de pivotalidad (9). Para una cierta hora, el PSI toma el valor 1 si la empresa es pivotal y 0 en caso contrario. El valor del índice se suele expresar en términos del porcentaje de horas durante las cuales la empresa es pivotal. Una de las debilidades del PSI es que puede reportar el mismo valor para dos empresas distintas, a pesar de que, por ejemplo, una sea «muy pivotal» y la otra sea «muy poco pivotal», es decir, la demanda residual de la primera sea muy grande, o muy pequeña la de la segunda. Para suplir esta debilidad, se propuso el uso del *RSI* como índice más parsimonioso. El *RSI* se calcula, para una cierta empresa, como el cociente entre la capacidad de sus rivales sobre la demanda total. Por tanto, cuanto mayor sea la demanda residual de una empresa y así mayor su poder de mercado, menor será el *RSI*. El valor del índice generalmente se expresa en términos del porcentaje de horas durante las cuales dicho cociente es inferior a 1,1.

En resumen, los primeros modelos de competencia aplicados al sector eléctrico nos enseñaron –más allá de sus diferencias metodológicas– que de los mercados eléctricos tal y como habían sido diseñados y estructurados, no cabía esperar otra cosa distinta a lo que la evidencia acumulada ha puesto de manifiesto desde los años noventa (10): el comportamiento estratégico de las empresas generadoras de electricidad da lugar a ineficiencias en la formación de precios y en la eficiencia productiva. Por ello, no es sorprendente que desde su concepción, los mercados eléctricos hayan estado sometidos a un continuo proceso de cambio regulatorio, que todavía no parece haber culminado. A continuación se describen algunos de los cambios que han afectado al diseño de los mercados eléctricos y los debates que estos cambios han generado.

El diseño de los mercados mayoristas de electricidad ▾

El que los mercados eléctricos son vulnerables al poder de mercado ya era evidente pocos años después de su creación (Borenstein y Bushnell, 1999). Así, en el Reino Unido, las distorsiones provocadas por el poder de mercado llevaron al regulador británico a abrir un amplio proceso de debate para reformar su diseño, proceso que culminaría en 2001 con la aprobación de *NETA* (*New Electricity Trading Arrangements*). *NETA* elimina el mercado mayorista obligatorio, confía los intercambios a la contratación bilateral física y financiera, y mantiene un mercado de ajustes en tiempo real. En el mercado de ajustes se sustituye la regla de precios uniformes vigente hasta la fecha por una regla de precios discriminatorios, también denominada *pay-as-bid*, según la cual cada unidad despachada sería retribuida según su propia puja y no según la máxima puja aceptada (11).

Casi de manera simultánea, en California también se discute la conveniencia de sustituir la regla de fijación de precios en el mercado mayorista. La preocupación radica en que la regla de precios uniformes podría estar inflando los costes del suministro eléctrico al facilitar el ejercicio del poder de mercado. La discusión se materializa en una recomendación contraria al cambio de subasta por parte de un grupo de expertos (Kahn *et al.*, 2001), sin que esta recomendación tenga consecuencias prácticas porque pocas semanas después se produciría el colapso del mercado eléctrico californiano, colapso que tuvo entre sus causas la manipulación a la que había estado sujeto (Borenstein, 2002).

La cuestión sobre si optar por una regla de precios uniformes o por una regla de precios discriminatorios ha estado presente, de forma recurrente, en el debate sobre el diseño de los mercados mayoristas de electricidad. El origen del debate ha estado a veces sustentado en un argumento falso: el pensar que pagando a cada unidad de producción según su puja, el sistema se ahorraría la diferencia entre éstas y el precio de mercado. Teniendo en cuenta que, en

la mayoría de los casos, el 80% de la producción es pujada a cero, el montante podría ser considerable. Este argumento falla porque no tiene en cuenta que si cambian las reglas de mercado, cambiará también el comportamiento de las empresas. Así que la pregunta es, ¿cómo se comportarían las empresas si a cada una se le pagara su puja? De nuevo, la Teoría de Juegos aporta la metodología adecuada para predecir el comportamiento estratégico de las empresas bajo distintas reglas de precios, y poder así evaluar los efectos que tendría el cambio.

Bajo una regla de precios discriminatorios, cada empresa intentaría pujar ligeramente por debajo del precio de mercado, siempre que éste fuera superior a su coste marginal, para maximizar sus ingresos vendiendo a plena capacidad. Sin embargo, si todas las empresas se comportaran de este modo, aquella que estuviera marcando el precio de mercado tendría a su vez incentivos a recortar el precio de las demás y aumentar así su producción despachada. Esto descarta la existencia de equilibrios estables, o en la jerga de la Teoría de Juegos, «equilibrios en estrategias puras», y conduce a que en equilibrio las empresas elijan precios de forma aleatoria, esto es, «equilibrios en estrategias mixtas». El precio esperado bajo este equilibrio es estrictamente inferior al precio máximo permitido, si la demanda es inelástica, o al precio que maximiza los beneficios de las empresas sobre su demanda residual, si ésta presenta cierta elasticidad. El precio es por tanto estrictamente inferior al precio que se obtiene bajo la regla de precios uniformes.

De esto se desprende que efectivamente la regla de precios discriminatorios reduce los precios de mercado, pero no porque el sistema se ahorre la diferencia entre el precio de mercado y sus pujas, sino porque intensifica la competencia entre las empresas en el margen, que es donde se determinan los precios de mercado (12).

Algunas de las características de los mercados eléctricos –reducido número de empresas protegidas por barreras a la entrada, certidumbre sobre las realizaciones de la demanda, elevado grado de transparencia sobre el comportamiento de las empresas, información completa sobre los costes de los rivales, e interacción diaria entre las empresas eléctricas– facilitan la sostenibilidad de acuerdos colusivos, permitiendo a las empresas sostener precios incluso superiores a los que se obtendrían en competencia. Por ello, otra de las preocupaciones asociadas a la regla de precios uniformes es que pudiera estar facilitando la colusión en un contexto ya de por sí propicio a ella. Efectivamente, del análisis de los equilibrios colusivos que se pueden sostener con una regla de precios uniformes o discriminatorios, se desprende que bajo la primera, los desvíos del acuerdo colusivo son menos rentables y por la tanto la colusión es más fácilmente sostenible (Fabra, 2003).

Por tanto, ambas conclusiones parecen apuntar en la misma conclusión: la regla de precios uniformes

facilita el ejercicio de poder de mercado, que pudiera ser mitigado con una regla de precios discriminatorios. No obstante, se han defendido otras razones en contra del cambio. Por ejemplo, se ha argumentado que bajo la regla de precios discriminatorios se pueden producir mayores ineficiencias productivas si las centrales de menores costes marginales quedan excluidas del despacho al apostar por precios de mercado demasiado elevados. Si bien esto es posible, la Teoría no descarta que se produzca el efecto contrario –por ejemplo, en el modelo de subastas, si por motivos estratégicos, en el equilibrio de la regla de precios uniformes las empresas que pujan alto son aquellas con menores costes, las ineficiencias productivas serían incluso mayores–. En la práctica, las centrales de bajos costes marginales que no hayan resultado casadas, pueden volver a ofertar en los mercados de ajustes posteriores a la casación en el mercado diario y evitar así su exclusión del despacho.

También se ha esgrimido que la entrada al mercado por parte de nuevos inversores es más sencilla bajo una regla de precios uniformes porque éstos pueden comportarse como tomadores de precio sin necesidad de predecir el precio de mercado o de enfrentarse al riesgo de no resultar casado (Kahn *et al.*, 2001).

La contratación financiera

La preocupación por el ejercicio del poder de mercado también ha estado detrás del fomento de la contratación financiera en el sector eléctrico. En las primeras etapas de proceso de liberalización, la contratación financiera se utilizó principalmente como instrumento para facilitar la transición a la competencia o asegurar la viabilidad financiera de las empresas. Pero pasadas las primeras fases de la reforma, la contratación financiera está resurgiendo de la mano de nuevas obligaciones contractuales impuestas por los reguladores con el objetivo de mitigar el poder de mercado de los generadores (13).

La Teoría de Juegos ha demostrado que la contratación financiera afecta al comportamiento estratégico de las empresas, y así al funcionamiento de todo el sistema. La conclusión principal que se deriva de la literatura económica es que la contratación financiera por parte de las empresas generadoras puede mitigar sus incentivos a ejercer poder de mercado (14). Ello es así porque la contratación financiera, al establecer unos precios de venta de la energía previos a la casación en el mercado mayorista, reduce el volumen de producción cuya retribución depende de los precios de mercado, mitigando el incentivo de las empresas a ejercer poder de mercado. Así, para eliminar los incentivos a la elevación de precios, bastaría con que las empresas tuvieran el mismo interés en que los precios subieran, como en que bajasen. Esto se consigue cuando la posición neta de las empresas, o la diferencia entre lo que venden y lo que «compran» en el mercado, es nula o muy pequeña.

Los contratos financieros que se liquidan por diferencias entre el precio del contrato y el del mercado mayorista, denominados «contratos por diferencias», tienen este efecto: dado que la empresa recibe un precio fijo por una cantidad exógena, es decir, no dependiente del resultado del mercado, reducen la exposición de la empresa a los precios del mercado eléctrico. Toda divergencia entre la cantidad fija y la cantidad efectivamente vendida en el mercado recibe o paga, según su signo, el precio del mercado, por lo que se preservan los incentivos marginales necesarios para la consecución de la eficiencia, al tiempo que se reduce el incentivo a la elevación de precios.

La integración vertical entre la generación y la comercialización constituye un ejemplo extremo de contratación financiera, y en este sentido, puede contribuir también a la reducción del poder de mercado (Bushnell *et al.*, 2008). Sin embargo, no hay que olvidar que la integración vertical también está asociada con otros efectos negativos sobre el poder de mercado, tales como la reducción de liquidez en los mercados mayoristas, o las mayores barreras a la entrada que ésta supone para la entrada de nuevos agentes (Giuletti *et al.*, 2010).

INVERSIÓN EN CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Si bien durante los años posteriores a la reforma de los mercados eléctricos, el poder de mercado constituía la preocupación fundamental sobre su funcionamiento, cada vez más el foco de atención está girando hacia la incapacidad del mercado para generar los incentivos adecuados a la inversión en capacidad de producción eléctrica.

Un ejemplo paradigmático de la incapacidad del mercado de generar el sobre-dimensionamiento óptimo se ha observado en el Reino Unido, donde tras la reforma de NETA, se eliminaron los pagos por capacidad que el sistema anterior había introducido precisamente para paliar el problema de inversión. Tras más de diez años de abstención inversionista, unidos a la obligación de cierre de una gran parte del parque térmico por el fin de su vida útil y por motivos medioambientales, el sistema británico se enfrenta en estos momentos a márgenes de reserva muy estrechos frente a las puntas de demanda esperada para los próximos dos años.

En cualquier caso, poder de mercado e incentivos a la inversión no se pueden desligar, porque éstos dependen de forma crucial de la formación de precios en el mercado de producción de electricidad. En la medida en que el poder de mercado agudiza los problemas de inversión, su solución pasa irremediablemente por la intensificación de la competencia. Sobre este aspecto nos detendremos a continuación.

Poder de mercado e inversión. Como en cualquier otro mercado, los inversores en el sector eléctrico ha-

cen previsiones sobre la evolución futura del mercado para evaluar si las nuevas inversiones generarían ingresos suficientes para cubrir los costes de inversión, operación y mantenimiento más un margen normal de beneficios. Pero en mercados oligopolísticos, como el sector eléctrico, las empresas son conscientes del impacto que tienen sus decisiones sobre los equilibrios de mercado. Así, la evolución futura del mercado depende de las decisiones de inversión individuales, que también afectan a los incentivos de las empresas rivales para acometer nuevas inversiones. Por ello, los inversores eléctricos no sólo basan sus decisiones de inversión sobre series históricas de precios, o previsiones futuras, sino que también tienen en cuenta consideraciones estratégicas que están ligadas a la intensidad de la competencia en el mercado. Gracias a la Teoría de Juegos, hoy tenemos las herramientas para analizar cómo la interacción estratégica entre las empresas eléctricas afecta a sus decisiones de inversión.

Para comprender por qué el poder de mercado puede agravar los problemas de inversión, considérese el impacto que tiene sobre los beneficios de una empresa el aumento en su capacidad de producción. La capacidad óptima para una empresa iguala el coste marginal de la nueva inversión, es decir el coste fijo unitario, a su ingreso marginal. Como consecuencia del poder de mercado, la inversión de una empresa tiene efectos de signo contrario sobre sus ingresos marginales: por una parte, le permitirá expandir su producción en aquellas circunstancias en las que la empresa venda toda su capacidad; por otro, dado que la inversión incita un comportamiento más competitivo, menores serán también los beneficios que obtenga a través de las unidades de producción que ya tiene en el mercado. Por ello, en presencia de poder de mercado, la capacidad del mercado para generar un nivel de inversión óptimo queda comprometida (15).

La relación entre comportamientos estratégicos e incentivos a la inversión se ve acentuada por las características particulares de los mercados eléctricos. La inelasticidad de la oferta y de la demanda en el corto plazo implican que en períodos de demanda pico, cuando el margen de reserva es nulo o muy estrecho, los precios son muy sensibles a cambios, fortuitos o estratégicos, en la oferta o en la demanda. En este contexto, la construcción de una planta de punta puede provocar una fuerte reducción de precios que afecte negativamente a los ingresos de toda la producción inframarginal. Del mismo modo, la retirada de la producción de una planta existente provoca un fuerte ascenso de precios. En este caso, y debido a que la falta de capacidad excedentaria y el poder de mercado se retroalimentan, se produciría un desincentivo para la inversión y un incentivo al poder de mercado, dificultando el que el mercado genere el sobre-dimensionamiento y los precios socialmente óptimos (16).

La fiabilidad del suministro eléctrico como bien público. La no-almacenabilidad de la energía eléctrica

exige que todas las partes del sistema funcionen en perfecta sincronía para asegurar la igualación instantánea entre oferta y demanda, en todo momento del tiempo y en todo punto de la red. La pérdida de equilibrio en una parte de la red tendría un efecto contagio sobre el sistema en su conjunto, provocando la pérdida de suministro de todos los individuos y empresas conectados a la red. Para evitarlo, es necesario mantener un cierto margen de reserva entre la demanda punta esperada y la capacidad instalada, de tal modo que se pueda hacer frente a variaciones de la oferta, que se ve negativamente afectada por la ocurrencia de fallos fortuitos en las centrales o por las bajas aportaciones hidráulicas o eólicas, o de la demanda, que es estacional y aleatoria.

La garantía de suministro que aporta la reserva del sistema constituye lo que la Teoría Económica define como «bien público», es decir, aquellos que cumplen las propiedades de «no exclusión» –una vez producido el bien, no se puede excluir a nadie de su disfrute– y de «no rivalidad» –una vez producido el bien, el que un nuevo consumidor lo disfrute no implica un coste adicional–. Ello es así porque todos los consumidores en una red comparten el acceso a las mismas reservas de energía sin que la conexión de uno más reduzca o encarezca la fiabilidad disponible para el resto.

La Teoría Económica nos enseña que el mercado falla en la provisión de bienes públicos porque quienes los producen no puede capturar los beneficios generados por su disfrute porque ningún consumidor estaría dispuesto a pagar por ellos. Este problema está presente en el sector eléctrico porque a un individuo no se le puede vender más fiabilidad que a otro, hayan pagado mucho, poco o nada por la fiabilidad. Por ello, si les preguntáramos a los consumidores cuánto están dispuestos a pagar para financiar el coste de mantener el sobredimensionamiento del sistema, ¿qué incentivos tendrían a decirnos la verdad si digan lo que digan, paguen lo que paguen, la fiabilidad de la que van a disfrutar va a ser la misma? En definitiva, ¿cómo se puede esperar que el mercado provea algo que nadie, de forma individual, está dispuesto a financiar?

En resumen, estas dos cuestiones relacionadas con los incentivos a la inversión en los mercados eléctricos –poder de mercado y fiabilidad como bien público– conducen a dos conclusiones importantes para la política regulatoria: la lucha contra el poder de mercado y la provisión de incentivos a la inversión no son políticas sustitutivas, sino complementarias; y no se puede esperar que el mercado eléctrico, aun si éste es competitivo, genere un sobre-dimensionamiento óptimo.

Una vez constatadas empíricamente estas conclusiones, parece haber cierto acuerdo sobre la necesidad de complementar la retribución de las empresas por la energía que venden con pagos por capacidad. La cuestión es cómo hacerlo de manera adecuada, y es aquí donde en estos momentos se encuentra el debate regulatorio del sector eléctrico... debate al que

sin duda la Teoría de Juegos seguirá haciendo aportaciones relevantes.

CONCLUSIONES †

La Teoría de Juegos nos enseña que la elección del marco regulatorio adecuado para cada sector no puede prescindir del análisis de los comportamientos estratégicos de las empresas que en él operan. Por ejemplo, no se puede confiar en los mercados la consecución de la eficiencia sin antes contrastar si los incentivos y capacidad de las empresas para ejercer poder de mercado dificultarían dicho objetivo. De ser así, habría que contemplar cambios en la estructura de mercado y de su diseño para mitigar los incentivos contrarios a la eficiencia. Sin duda, la experiencia regulatoria en el sector eléctrico valida esta conclusión, sin que a fecha de hoy se haya alcanzado suficiente consenso sobre la mejor manera de organizar el sector.

NOTAS †

- [1] Además, el modelo de Cournot no tiene solución cuando la demanda es inelástica al precio, propiedad que cumple la demanda eléctrica porque los consumidores generalmente pagan precios fijos e independientes de los precios mayoristas.
- [2] El Libro Blanco sobre la reforma del mercado eléctrico (Pérez Arriaga *et al.*, 2005), encargado por el Ministerio de Industria a un grupo de expertos, emplea un modelo de simulación del pool eléctrico que pertenece a esta categoría de modelos de equilibrio en curvas de oferta.
- [3] Por ejemplo, para resolver el modelo con curvas de oferta continuas, se aplican las técnicas del cálculo: se plantea el problema de maximización y el equilibrio se obtiene como solución al sistema de ecuaciones de primer orden. Esto mismo no se puede hacer para caracterizar los equilibrios en el modelo con curvas de oferta discretas, porque el problema no es diferenciable.
- [4] Es decir, predice que el mercado genera ineficiencias en la fijación de precios, pero concluye que el modelo de Cournot sobreestima el poder de mercado.
- [5] La importancia que tiene la elasticidad de la demanda residual sobre los incentivos a ejercer poder de mercado ha llevado a que ésta se utilice como indicador del poder de mercado de cada empresa (Wolak 2003; Twomey *et al.* 2005).
- [6] Distintos autores han intentado añadir elementos que permitan reducir la multiplicidad de equilibrios, por ejemplo, límites de capacidad, o contratación financiera. Trivialmente, si uno solo permite el uso de curvas de oferta lineales, el equilibrio es único. Sin embargo, esta restricción es sólo metodológica, no existiendo ningún mercado en el que tal restricción se aplique. Otros autores han aplicado distintos refinanciamientos de selección de equilibrios. Por ejemplo, Delgado y Moreno (2004) demuestran que en este modelo el resultado de Cournot es el único inmune a coaliciones entre los jugadores (*coalition-proof Nash equilibrium*).
- [7] Por ejemplo, en el mercado eléctrico español, el número máximo de pujas que se pueden emitir por cada planta de producción es de 25.
- [8] Este índice se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto toma valores entre 0 (empresas muy pequeñas) y 10.000 (monopolio). Una de las ventajas de este índice es que a partir de su valor es fácil calcular el nú-

mero de empresas equivalente, es decir, cuántas empresas de igual tamaño darían lugar a ese HHI. Únicamente se ha de dividir 10.000 por el HHI obtenido.

- [9] Estos indicadores son utilizados por parte de reguladores sectoriales y las autoridades de competencia. Véase por ejemplo el informe de la CNE sobre el impacto de la operación de concentración entre Gas Natural y Unión Fenosa en 2008, o el informe de London Economics encargado por la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea en el marco de la investigación llevada a cabo en 2005 sobre la competencia en diversos mercados eléctricos en Europa. Véase Twomey *et al.* (2005) y Sheffrin (2002).
- [10] Son muchos los trabajos empíricos que se han realizado sobre el poder de mercado en los mercados eléctricos. Sin la pretensión de ser exhaustivos, se puede consultar Borenstein, Bushnell y Wolak (2002), Fabra y Toro (2006), Reguant (2014), Wolfram (1999), y Wolak (2003).
- [11] Aunque no nos detendremos aquí en ello, hay que destacar que el resultado de NETA tampoco fue satisfactorio, principalmente por la falta de inversión y el fuerte encarecimiento de precios. Los problemas de poder de mercado quedaban ocultos para el regulador tras la privacidad de los contratos bilaterales, debilitando fuertemente su labor de supervisión. El nuevo diseño generó fuertes incentivos a la integración vertical, porque los mercados de ajuste, que se constituían como la única alternativa de compra y venta para las empresas no integradas, eran demasiado pocos líquidos y por tanto, volátiles. A su vez, ello generó fuertes barreras de entrada para los potenciales nuevos entrantes (Giulietti *et al.*, 2010). De nuevo, el Gobierno británico y el regulador han abierto otro proceso de consulta para la reforma del sistema eléctrico Británico, la denominada *Electricity Market Reform (EMR)*.
- [12] Fabra, von der Fehr y Harbord (2006) aportan una caracterización formal de los equilibrios, y una comparación entre ambos tipos de subastas.
- [13] Por ejemplo, en España los dos generadores de mayor tamaño han estado obligados a subastar «virtualmente» parte de su capacidad a través de contratos financieros. La Comisión Europea también ha recurrido en diversas ocasiones a las ventas virtuales de capacidad como remedios en casos de fusiones en el sector eléctrico. Fabra, Federico y Vives (2006) contiene una descripción de algunos de estos casos.
- [14] La referencia principal es el trabajo clásico de Allaz y Villa (1993), al que no obstante han seguido muchos otros que extienden o matizan sus conclusiones principales. Por ejemplo, véase Mahenc y Salanié (2004), Ferrerira (2003) o Liski y Montero (2006). De Frutos y Fabra (2012) contienen una aplicación a los mercados eléctricos, y Bushnell, Mansur y Saravia (2008) desarrollan un estudio empírico del efecto de la contratación financiera. Ferreira *et al.* (2010) aportan evidencia experimental.
- [15] Estas cuestiones las analizan formalmente y en detalle Fabra, von der Fehr y Frutos (2011).
- [16] A estos efectos se suman otros que no están necesariamente ligados al poder de mercado. Por ejemplo, la volatilidad de precios –que es consecuencia de la no-almacenabilidad de la electricidad, así como de la estacionalidad e inelasticidad de la demanda–, que unida a la aversión al riesgo de los inversores y a los largos plazos de amortización de las centrales eléctricas, pueden provocar inercia en la toma de decisiones y retrasos excesivos en la incorporación de las nuevas centrales.

BIBLIOGRAFÍA †

ALLAZ, B. y VILA, J.L. (1993): «Cournot competition, forward markets and efficiency», *Journal of Economic Theory*, vol. 59 , nº 1, pp. 1-16.
 BORENSTEIN, S. (2002): «The Trouble with the California Electricity Market», *Journal of Economic Perspectives*, vol. 16, nº 1.

- BORENSTEIN, S. y BUSHNELL, J. (1999): «An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry», *Journal of Industrial Economics*, vol. 47, nº 3, pp. 285-323.
- BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. y WOLAK, F. (2002): «Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market», *American Economic Review*, vol. 92, nº 5, pp. 1376-1405.
- BUSHNELL, J.; MANSUR, E. y SARAVIA, C. (2008): «Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets», *American Economic Review*, vol. 98, nº 1.
- CRAMPES, J. y FABRA, N. (2005): «The Spanish electricity industry: plus ça change...», *The Energy Journal*, nº 26, Special issue.
- DE FRUTOS, M.A. y FABRA, N. (2012): «How to Allocate Forward Contracts: the case of electricity markets», *European Economic Review*, vol. 56, nº 3, pp. 451-469.
- DELGADO, J. Y MORENO, D. (2004): «Coalition-proof supply function equilibria in oligopoly», *Journal of Economic Theory*, nº 114, pp. 231-254.
- FABRA, N. (2003): «Tacit collusion in repeated auctions: uniform vs discriminatory», *Journal of Industrial Economics*, vol. 51, nº 3.
- FABRA, N.; VON DER FEHR, N.H. y DE FRUTOS, M.A. (2011): «Market Design and Investment Incentives», *Economic Journal*.
- FABRA, N.; VON DER FEHR, N.H. y HARBORD, D. (2006): «Designing electricity auctions», *RAND Journal of Economics*, vol. 37, nº 1.
- FABRA, N. y TORO, J. (2005): «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organisation*, vol. 23, nº 3-4, pp. 155-181.
- FABRA, N.; FEDERICO, G. y VIVES, X. (2006): Competencia y Regulación en los Mercados Eléctricos del gas y la Electricidad, Informe del Centro Sector Público-Privado 1.
- FERREIRA, J.L. (2003): «Strategic Interaction Between Futures and Spot Markets», *Journal of Economic Theory*, nº 108.
- FERREIRA, J.L.; KUJAL, P. y RASSENTI, S. (2012): «Multiple openings of forward market: experimental evidence». Working paper, nº 10-23. Series. Universidad Carlos III de Madrid.
- GIULETTI, M.; GROSSI, L. y WATERSON, M. (2010): «Price transmission in the UK electricity market: was NETA beneficial?» *Energy Economics*, vol 32, pp. 1165-1174.
- GREEN, R. y NEWBERY, D. (1992): «Competition in the British electricity spot market», *Journal of Political Economy*, vol. 100, nº 5.
- HORTAÇSU, A. y PULLER, S.L. (2008): «Understanding strategic bidding in multi-unit auctions: a case study of the Texas electricity spot market», *The RAND Journal of Economics*, vol. 39, nº 1.
- KAHN, A. *et al.* (2001): Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing? Blue Ribbon Panel Report.
- JOSKOW, P. (2003): «Electricity sector restructuring and competition: lessons learned», *Cuadernos de Economía*, vol. 40, nº 121, pp. 548-558.
- JOSKOW, P. (2007): «Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design», mimeo, MIT.
- LISKI, M. y MONTERO, J.P. (2006): «Forward trading and collusion in oligopoly», *Journal of Economic Theory*, 2006.
- MAHENC, P. y SALANIÉ, F. (2004): «Softening competition through forward trading», *Journal of Economic Theory*, nº 116.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.; BATLLE, C.; VÁZQUEZ, C.; RMIER, M. y RODILLA, P. (2005): «Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España» ISBN 978-84-4785-6.
- REGUANT, M. (2014): Complementary Bidding Mechanisms and Startup Costs in Electricity Markets, forthcoming, *Review of Economic Studies*.
- SHEFFRIN, A. (2002): «Predicting market power using the residual supply index», Presented to FERC Market Monitoring Workshop, December 2002.
- TIOLE, J. (1988): *The Theory of Industrial Organization*, Cambridge, MIT Press.
- TWOMEY, P.; GREEN, R.; NEUHOFF, K. y Newbery, D. (2005): «A Review of the monitoring of market power: the possible roles of transmission system operators in monitoring for market power issues in congested transmission systems», *Journal of Energy Literature*, vol. 11, nº 2, pp. 3-54.
- VON DER FEHR, N. H. y HARBORD, D. (1993): «Spot market competition in the UK electricity industry», *The Economic Journal*, vol. 103, nº 418, pp. 531-546.
- WOLAK, F. (2003): «Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000» *American Economic Review*.
- WOLFRAM, C. (1999): «Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market», *American Economic Review*, vol. 89, nº 4.