



Universidad de Navarra

SP-SP

Occasional Paper

OP nº 06/13

Julio, 2006

EL RETO DE LA COMPETENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO

Xavier Vives

La finalidad de los IESE Occasional Papers es presentar temas de interés general a un amplio público.

IESE Business School – Universidad de Navarra

Avda. Pearson, 21 – 08034 Barcelona, España. Tel.: (+34) 93 253 42 00 Fax: (+34) 93 253 43 43

Camino del Cerro del Águila, 3 (Ctra. de Castilla, km 5,180) – 28023 Madrid, España. Tel.: (+34) 91 357 08 09 Fax: (+34) 91 357 29 13

Copyright © 2006 IESE Business School.

El Centro Sector Público-Sector Privado es un centro de investigación adscrito al IESE. Su misión es impulsar investigación académica que analice la relación entre el sector económico privado y las administraciones públicas prioritariamente en los siguientes campos: regulación y competencia, innovación, economía regional y política industrial, y economía de la salud.

Los resultados de la investigación se difunden a través de publicaciones, foros y coloquios. Con todo ello, se desea abrir una puerta a la cooperación y al intercambio de ideas e iniciativas.

Son patronos del Centro SP-SP las siguientes entidades:

- Accenture
- Ajuntament de Barcelona
- Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona
- BBVA
- Diputació de Barcelona
- Garrigues, Abogados y Asesores Tributarios
- Generalitat de Catalunya
- Sanofi Aventis
- Telefónica
- T-Systems
- VidaCaixa

El contenido de esta publicación refleja conclusiones y hallazgos propios de los autores y no refleja necesariamente las opiniones de los patronos del Centro.

EL RETO DE LA COMPETENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO

Xavier Vives*

Resumen

El proceso de la liberalización en el sector eléctrico, así como en otras industrias de red, se basa en la idea de que la competencia es fuente de eficiencia. En este artículo se abordarán las dificultades para introducir competencia en el sector eléctrico, su interacción con la regulación. Se planteará la especificidad del sector y las consecuencias que tiene para el mecanismo competitivo en los mercados mayorista y minorista. Entre las cuestiones subyacentes, destacamos: ¿Hasta qué punto es válido el análisis tradicional de competencia para el sector eléctrico? ¿Cuál es el impacto del grado de concentración en el mercado mayorista en la eficiencia? ¿Cómo influye el grado de integración vertical en el nivel de competencia? ¿Bajo qué condiciones es eficiente introducir competencia en la comercialización? ¿Cuál es el papel de la política de defensa de la competencia y cómo se relaciona con el regulador? ¿Cuáles son los factores que mitigan el poder de mercado? ¿Cómo se puede analizar si las fusiones van a ir en detrimento o a favor de la eficiencia productiva y el consumidor? ¿Es compatible el consumo a tarifa con la competencia en el mercado mayorista?

* Profesor, Economía, IESE e ICREA-UPF

Palabras clave: sector eléctrico, regulación, competencia, liberalización.

EL RETO DE LA COMPETENCIA EN EL SECTOR ELECTRICO*

Introducción

El proceso de la liberalización en el sector eléctrico, así como en otras industrias de red, se basa en la idea de que la competencia es fuente de eficiencia. Los mercados competitivos dan las señales apropiadas tanto de producción e inversión para las empresas como de consumo. La formación del mercado integrado europeo de la energía también se basa en esta concepción y fue espoleado por las experiencias pioneras de liberalización en Reino Unido y los países escandinavos. El aumento de eficiencia en el sector de la energía se supone fundamental para encarar los retos del suministro y del crecimiento económico. El proceso de liberalización enlaza con la tendencia privatizadora en el sector. La experiencia internacional, en particular en Reino Unido, demuestra que la introducción de competencia es fundamental para que la privatización dé fruto en términos de eficiencia económica. Se puede ganar poco, o nada, al pasar de un monopolio público a uno privado.

El concepto de monopolio natural ha pasado de una visión amplia, donde el “cuello de botella”, el transporte y distribución de electricidad, dictaba el carácter de todo el sector desde la generación hasta la comercialización, a una visión más restringida en donde se introduce competencia en las fases de generación y comercialización. Al mismo tiempo se mantiene la regulación y se ponen límites a la integración vertical en los segmentos de monopolio natural, y se producen cambios importantes en las ideas sobre regulación de tarifas y el carácter de la autoridad reguladora.

España no es una excepción en el proceso liberalizador (y privatizador). La Ley del Sector Eléctrico de 1997 introduce competencia parcial en generación, una transición a la competencia en comercialización, y mantiene la regulación a tarifa en transporte y distribución. La Ley de Hidrocarburos de 1998 crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), para regular gas, electricidad y petróleo, e incorpora al regulador eléctrico creado en 1994 (CNSE). En España, en contraste con el proceso de desregulación en Reino Unido y en California, que impuso la separación vertical entre generación y comercialización bajo el supuesto de que favorecería la entrada, se mantuvo la integración vertical. Asimismo, se concentró el sector antes de la privatización y, en consecuencia, en el momento de la liberalización el sector tenía un nivel de concentración elevado.

* Texto preparado para el libro «Del monopolio al mercado. La Comisión Nacional de Energía: diez años en perspectiva». Agradezco la ayuda prestada por David Martínez en la elaboración de este trabajo.

En este artículo se abordarán las dificultades para introducir competencia en el sector eléctrico, su interacción con la regulación¹. Se planteará la especificidad del sector y las consecuencias que tiene para el mecanismo competitivo en los mercados mayorista y minorista. Entre las cuestiones subyacentes, destacamos: ¿Hasta qué punto es válido el análisis tradicional de competencia para el sector eléctrico? ¿Cuál es el impacto del grado de concentración en el mercado mayorista en la eficiencia? ¿Cómo influye el grado de integración vertical en el nivel de competencia? ¿Bajo qué condiciones es eficiente introducir competencia en la comercialización? ¿Cuál es el papel de la política de defensa de la competencia y cómo se relaciona con el regulador? ¿Cuáles son los factores que mitigan el poder de mercado? ¿Cómo se puede analizar si las fusiones van a ir en detrimento o a favor de la eficiencia productiva y el consumidor? ¿Es compatible el consumo a tarifa con la competencia en el mercado mayorista?

La estructura del sector

El análisis de competencia en el sector eléctrico es complejo por las características físicas de la electricidad y por las distintas fases verticales desde la producción al consumo. La electricidad no es almacenable y debe generarse en el momento en que se consume. Para evitar una interrupción del servicio, el sistema debe disponer de un margen de capacidad de reserva en cada punto de la red para asegurar el suministro si falla alguna central o hay algún problema en la red de transporte. Las operaciones de una planta generadora deben ser coordinadas con el resto de oferentes, teniendo en cuenta los costes de transmisión y que la red puede congestionarse. El resultado es que el coste marginal de producir electricidad depende de la localización de la planta generadora en la red. Además, el nivel de capacidad disponible en el sistema es una variable aleatoria, puesto que depende de cuántas plantas generadoras no estén disponibles, así como de la demanda, dado que depende del clima (temperatura).

En el sector eléctrico caben distinguir distintas etapas: la fase de generación, con múltiples tecnologías, tales como hidroeléctrica, térmica –con combustible nuclear, carbón o fuel– o de energías renovables, como la eólica; la fase del transporte de la electricidad producida en redes de alta tensión; la fase de la distribución y la fase de comercialización. En un sistema termal, los costes de combustible determinan los costes variables y las plantas se enfrentan a un límite de capacidad; en un sistema hidroeléctrico, el coste marginal de la energía es el coste de oportunidad del agua y el límite es la reserva de agua.

Las fases de generación y comercialización son potencialmente competitivas, mientras que las de transporte y distribución son un monopolio natural que debe ser regulado. El sector ha pasado de estar verticalmente integrado y regulado a abrirse a la competencia en las fases competitivas. En la actualidad, en España las grandes empresas siguen estando verticalmente integradas, excepto en el segmento del transporte, que está controlado por Red Eléctrica (REE) y con el requisito de separación contable en la actividad de distribución.

¹ Una visión general de la problemática del sector se encuentra en el «Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España», dirigido por Ignacio Pérez Arriaga, junio de 2005.

La competencia en el mercado mayorista

En España, el mercado de producción se organiza como *pool* con diversos mercados horarios (diarios, intradiarios y otros complementarios). El mercado central en España es el diario (*day-ahead*), que combina aspectos de los mercados establecidos previamente en Reino Unido y los países nórdicos (NordPool). En este mercado participan las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y los consumidores elegibles. La participación en el mercado es obligatoria, excluyendo a los contratos bilaterales físicos y que en la práctica se han dado muy poco por una regulación desincentivadora. Los generadores pueden enviar, para cada hora del día, propuestas de producción simples en términos de cantidad y precio, o más complejas que reconocen restricciones de producción. En cada período, el operador del mercado construye una curva de oferta y una de demanda con las pujas recibidas, y determina el precio que vacía el mercado junto con las unidades que producen y consumen. Este precio es uniforme para todas las transacciones en el mercado². El mercado intradiario y los mercados complementarios aseguran el equilibrio constante entre producción y consumo en la red. El mercado español también incluye pagos de capacidad para los generadores que declaran capacidad disponible –aunque estos pagos no están ligados al funcionamiento efectivo de la capacidad en períodos de demanda alta. Los grandes consumidores soportan pagos por capacidad según la hora. Los demás pagan una tarifa plana (incluso aquellos que podrían tener contadores en tiempo real).

Las características del sector lo hacen proclive al ejercicio del poder de mercado, ya sea de manera unilateral o coordinada por parte de las empresas.

Poder de mercado unilateral

El poder de mercado (o de monopolio) unilateral de una empresa productora es la capacidad que tiene para elevar los precios por encima del coste marginal (o precio competitivo). Para una empresa consumidora (el poder de monopsonio), es la capacidad de rebajar los precios por debajo del valor marginal. Los dos factores más importantes que hacen al sector eléctrico susceptible al poder de mercado son los siguientes:

- La oferta es relativamente inelástica, puesto que la electricidad no es almacenable (excepto en las presas hidráulicas) y que existen restricciones de capacidad de oferta en el corto plazo.
- La demanda a corto plazo es inelástica, puesto que los consumidores, particularmente los domésticos, se enfrentan típicamente a un precio regulado independientemente de su consumo.

Estas dos condiciones implican un poder de mercado elevado cuando la demanda y la oferta total están cerca. Esto sucede normalmente en períodos de demanda alta. Este ejercicio de poder de mercado no solamente se puede dar en el nivel del sistema agregado, sino también localmente cuando las restricciones de transmisión crean mercados geográficos aislados. A estas condiciones básicas se añade la incertidumbre sobre las unidades de producción disponibles y la interacción entre tecnologías de generación múltiples con capacidad de marcar el precio en el mercado al contado.

² Las ventajas e inconvenientes de las subastas de precio uniforme en relación a las discriminatorias es un objeto de debate reciente del que no nos ocuparemos por razones de espacio.

Se han propuesto diversos *indicadores del poder de mercado* de las empresas en el mercado eléctrico de generación. La cuota de mercado y el índice de concentración Herfindahl son utilizados habitualmente. Para definir la cuota de mercado hay que empezar definiendo el mercado relevante en términos de producto, temporal y geográfico. El mercado puede ser la producción, incluyendo o no las reservas, la capacidad a corto plazo o la capacidad a largo plazo. Además, la electricidad en distintos períodos representa distintos mercados (por ejemplo, en día de demanda alta y en fase *peak* o *off-peak*) y las restricciones de transmisión pueden delimitar el mercado geográfico relevante. Una vez delimitado el mercado relevante, se plantea cuál es la cuota a partir de la cual el poder de mercado puede ser problemático. En Estados Unidos, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha considerado el 20% como umbral crítico. Sin embargo, la experiencia de California indica que hay circunstancias en las que empresas con una cuota menor pueden ejercer poder de mercado de forma sustancial. La razón es que cuando la demanda y la oferta son muy inelásticas, un productor que es necesario para servir a la demanda (es decir, que es “pivote”) puede tener una gran capacidad de influenciar los precios (el generador es pivote si tiene una capacidad mayor que la diferencia entre la capacidad total y la demanda). Se puede calcular entonces el porcentaje del tiempo en que una empresa es pivote. Un indicador refinado es el índice de oferta residual (desarrollado por el operador del sistema en California CASIO). Este índice mide para una empresa la capacidad en el mercado una vez se ha sustraído la capacidad de la empresa considerada en relación a la demanda total. Si es menor que uno, la empresa es pivote. En Estados Unidos se ha propuesto la utilización de umbrales en este índice, junto con la cuota de mercado, para alertar sobre el poder de mercado de una empresa.

El análisis del poder de mercado se debería realizar postulando un modelo apropiado de oligopolio para la generación eléctrica y estimando sus parámetros. Los índices de cuota de mercado o de concentración sólo tienen sentido en un modelo de oligopolio. ¿Cuál es, pues, el modelo apropiado para modelar el *pool*?

El primer candidato es uno en que las empresas compiten en funciones de oferta³. En efecto, cada empresa generadora presenta en el mercado *spot* cuánta energía estaría dispuesta a vender a distintos precios, es decir, una curva de oferta. (Asimismo, los compradores también tienen la posibilidad de enviar ofertas de adquisición que sean sensibles al precio⁴.)

³ Véase Vives, X. (1999), «Oligopoly Pricing», MIT Press, cap. 7.2, y Klemperer, P. y M. Meyer (1989), «Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty», *Econometrica*, vol. 57, págs. 1.243-1.277. Así se ha modelado el *pool* inglés por Green, R. y D. Newbery (1992), «Competition in the British Electricity Spot Market», *Journal of Political Economy*, vol. 100, págs. 929-953, y Green, R. (1996), «Increasing Competition in the British Electricity Spot Market», *Journal of Industrial Economics*, vol. XLIV, págs. 205-216.

⁴ Existen problemas técnicos en la modelización, puesto que en realidad las ofertas de las empresas son discretas (o en forma de escalón), cuando en el modelo de funciones de oferta se suponen continuas y sin cantos. Además, típicamente existen muchos equilibrios posibles en el mercado. Un modelo alternativo es el de subastas. Véase los desarrollos recientes de modelos de funciones de oferta de Baldick, R., R. Grant y E. Kahn (2004), «Theory an application of linear supply function equilibrium in electricity markets», *Journal of Regulatory Economic*, vol. 25 (2), págs. 143-167, y Rudkevich, A. (2005), «On the supply function equilibrium and its applications in electricity markets», *Decision Support Systems*, vol. 40, págs. 409-425, y von der Fher, N.H. y D. Harbord (1993), «Spot market competition in the UK electricity industry», *Economic Journal*, vol. 103, págs. 531-546, para el modelo de subastas.

El modelo de Cournot supone que las empresas compiten mediante las cantidades de producto ofertadas al mercado, y presenta, además de su relativa simplicidad, diversas ventajas en el análisis del poder de mercado⁵:

- El equilibrio de Cournot proporciona el menos competitivo de todos los equilibrios posibles en funciones de oferta o de subastas multiunidades, ofreciendo una cota superior al poder de mercado en el sector.
- Las restricciones de capacidad son importantes en la industria de generación, tanto en el medio plazo (construcción de nuevas centrales) como en el corto plazo (por cuestiones de disponibilidad o de retirada estratégica de centrales en ciertos periodos), y son fácilmente incorporadas al modelo⁶.
- Los competidores no estratégicos se pueden incorporar como un sector competitivo (con su curva de oferta agregada) que modifica la demanda residual a la que se enfrentan los oligopolistas.

El índice de Herfindahl tiene una relación estrecha con el modelo de Cournot. Se define como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de las empresas de la industria. Al dar más peso a las empresas mayores, incorpora una medida de la desigualdad del reparto del mercado y tiene una relación directa con los márgenes de una industria de producto homogéneo en competencia en cantidades *à la Cournot*. En efecto, en este caso el índice de Lerner para una empresa (el margen relativo de precio sobre coste marginal) es igual a su cuota dividida entre la elasticidad de demanda en el mercado. De ahí se sigue fácilmente que el índice de Herfindahl dividido entre la elasticidad de la demanda de mercado iguala la suma (ponderada por las cuotas de mercado) de los índices de Lerner de las empresas. El grado de monopolio agregado de la industria es, para una elasticidad de demanda dada, directamente proporcional a la concentración. Esto no significa que exista siempre una relación monótona entre el bienestar (excedente total del mercado) y la concentración del mercado⁷. En efecto, si las empresas mantienen diferencias de eficiencia productiva o existen economías de escala, un incremento de la concentración puede aumentar el bienestar. Incluso sin sinergias, pero con empresas de distintas eficiencias, es posible que una elevación del precio acompañado por un incremento de la concentración aumente el bienestar (excedente total de la industria) si se aumenta la simetría en términos de capacidades de generación y de balance entre tecnologías de las empresas, y como resultado mejora suficientemente la eficiencia productiva.

Los resultados de la bibliografía sugieren que, en mercados concentrados, la capacidad de las empresas de elevar los precios por encima del coste marginal es sustancial, y que el problema se agrava cuando los competidores son asimétricos. En este caso se crean ineficiencias en la producción, ya que los costes de la industria no se minimizan al distorsionarse la asignación del

⁵ Véase Vives, X. (1999), «Oligopoly Pricing», obra cit., cap. 4; Vives, X. (1998), «Concentración y competencia», *Anuario de la Competencia 1996*, Fundación ICO, págs. 71-85; Borenstein, S. y J. Bushnell (1999), «An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry», *Journal of Industrial Economics*, vol. 47, págs. 285-323, y Ocaña, C. y A. Romero (1998), «Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España», *CNSE*, DT 002/98.

⁶ Esta última posibilidad se ha puesto de manifiesto en Reino Unido según Wolak, F. y R. Patrick (1996), «The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales Electricity Market», *CEPR Discussion Paper* 463.

⁷ El excedente total de la industria es la suma del excedente de los consumidores y de los beneficios de los productores.

uso de la capacidad productiva de las empresas. Esto pasa porque la empresa más grande tiene un incentivo mayor a mantener los precios elevados y, por tanto, restringe su oferta⁸. Además, si en un mercado concentrado con beneficios elevados se abre la entrada a nuevos competidores, se puede producir un fenómeno de “exceso de entrada”, que rebaja los precios a la vez que crea un exceso de capacidad.

Poder de mercado coordinado

El ejercicio de poder de mercado de forma colectiva se establece a través de la coordinación tácita o expresa de las estrategias de las empresas con el propósito de maximizar los beneficios conjuntos. Esta colusión se produce cuando las empresas incrementan los precios por encima de lo que sería consistente con la estrategia de maximización de beneficios a corto plazo. Las empresas pueden mantener tal estrategia, resistiendo la tentación de tomar ventaja a sus competidores a corto plazo, si anticipan que tal movimiento puede ser costoso a largo plazo. Para que la colusión sea posible es necesario que:

- Las empresas en el grupo colusivo se pongan (implícita o explícitamente) de acuerdo en el reparto del mercado.
- Los incentivos a desviarse de precios altos en el corto plazo para ganar cuota de mercado e incrementar los beneficios sean controlados.
- Se penalice cualquier desviación observada del acuerdo de una manera creíble.

La capacidad de detectar desviaciones, es decir, de controlar recortes de precios o variaciones en la oferta, es crítica para implementar cualquier estrategia de castigo. En efecto, un recorte de precios secreto es una amenaza para la estabilidad de un acuerdo colusivo. La transparencia en precios desde el punto de vista de las empresas constituye una práctica que facilita la colusión.

El mercado eléctrico de generación *spot* es un mercado de producto homogéneo con interacción repetida, concentrado y transparente para los productores. Uno de los argumentos para pasar del sistema de *pool* de interacción repetida al sistema actual NETA de contratos bilaterales en Reino Unido fue eliminar posibilidades de colusión. Estas condiciones, junto con una demanda inelástica y barreras a la entrada, son consideradas como tendentes a facilitar los comportamientos colusivos. Estas características se agravan si las empresas tienen estructuras de coste y capacidades similares. En efecto, en mercados de productos homogéneos con restricciones de capacidad, como el mercado eléctrico, se ha demostrado que las asimetrías en las estructuras de activos reducen la predisposición a la colusión cuando la capacidad agregada del sector es moderada en relación a la demanda. La razón es que las empresas con distintos tamaños tienen incentivos distintos (y a veces opuestos) para sostener un acuerdo colusivo⁹.

Existe, pues, una tensión entre moderar el poder de mercado y fomentar la eficiencia estática, procurando que las empresas tengan capacidades y tecnologías de producción similares y controlar la posible colusión con estrategias dinámicas.

⁸ Véase Green, R. y D. Newbery (1992), «Competition in the British Electricity Spot Market», *Journal of Political Economy*, vol. 100, págs. 929-953; García-Díaz, A. y P.L. Marín (2003), «Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: an application to the Spanish market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 21, págs. 201-222, llegan a la misma conclusión con un modelo de subastas y aplican el resultado al caso español.

⁹ Véase Horizontal Merger Guidelines de la Comisión Europea, Vives, X. (1999), «Oligopoly Pricing», MIT Press, cap. 9; Compte, O., F. Jenny y P. Rey (2002), «Capacity constraints, mergers and collusion», *European Economic Review*, vol. 46, págs. 1-29.

Incentivos a la inversión

El análisis de efectos unilaterales y coordinados se refiere fundamentalmente a la eficiencia económica dadas unas determinadas capacidades de producción. Una cuestión fundamental es cómo garantizar una suficiente inversión en capacidad en un sector en donde el período de gestación de las inversiones es largo y es crucial la existencia de un margen de reserva para asegurar el suministro. Por ejemplo, en un mercado mayorista en que exista un *price cap* que sea operativo, los incentivos a invertir en capacidad para períodos de demanda alta serán insuficientes al reducirse los beneficios o renta de escasez en estos períodos. La introducción de obligaciones de capacidad y de pagos asociados puede restaurar los incentivos correctos a invertir¹⁰. Por otra parte, existe un debate abierto sobre cómo mejor remunerar la inversión en capacidad disponible para margen de reserva. Por ejemplo, la fiabilidad del suministro se puede considerar un bien público, y la cuestión es de qué manera proveerlo. En España, el mecanismo actualmente en vigor ha sido criticado por su falta de transparencia y por no tener relación con la eficacia y fiabilidad de la capacidad instalada.

Relaciones verticales y mercado minorista

Relaciones verticales y competencia

A la estructura horizontal del mercado se deben añadir las relaciones verticales y los contratos a plazo. Los contratos de futuro tienden a inducir un nivel de competencia más elevado en el mercado al contado, dado que dejan sólo una parte de la producción de la empresa libre para el mercado. Así, la empresa tiene menos incentivo a reducir la cantidad ofertada para subir el precio, puesto que esta subida de precio no repercute en las cantidades inframarginales comprometidas por contrato. Una empresa que tenga comprometida toda su producción a un precio dado no tiene ningún incentivo a elevar el precio en el mercado mayorista. Aun así, hay que examinar cuidadosamente los incentivos de los generadores con poder de mercado a contratar a futuro. Cuando estos contratos a futuro son observables, y el mercado mayorista se caracteriza por competencia *à la Cournot* con arbitraje perfecto entre la contratación y el mercado mayorista al contado, entonces cada empresa generadora tiene incentivo a contratar para comprometerse a ser más agresiva en el mercado al contado. Las empresas entonces se encuentran en una situación de dilema del prisionero¹¹.

Asimismo, si las empresas están integradas en las fases de generación y distribución/comercialización, están en los dos lados del mercado mayorista, como oferentes y demandantes. En este caso, el incentivo a aumentar precios por encima del coste sólo existe si la empresa es oferente neta; si la empresa tiene una posición equilibrada, la empresa es precio aceptante, y si la empresa es demandante neta, tiene incentivo a que el precio esté por debajo del coste marginal. Sin embargo, aun cuando los precios estén próximos al nivel competitivo, debido a que el grado de poder de mercado de los oferentes y demandas netos sea similar, esto no quiere decir que no haya ineficiencia productiva, puesto que los demandantes netos van a producir

¹⁰ Véase Joskow, P. y J. Tirole (2004), «Retail Electricity Competition», *NBER*, Working Paper 10473.

¹¹ Véase Allaz, B. y J.L. Vila (1993), «Cournot competition, forward markets, and efficiency», *Journal of Economic Theory*, vol. 59, págs. 1-16; Green, R. (1999), «The electricity contract market in England and Wales», *Journal of Industrial Economics*, vol. 47 (1), págs. 107-124, y Newbery, D. (1998), «Competition, contracts and entry in the electricity spot market», *Rand Journal of Economics*, vol. 29, págs. 726-749.

demasiado y los oferentes netos demasiado poco¹². Las estimaciones utilizando modelos de oligopolio que no tienen en cuenta estas relaciones verticales, no estiman correctamente el poder de mercado. Estudios recientes en Estados Unidos demuestran que ignorar las relaciones verticales sobreestima de manera importante el poder de mercado¹³.

Las relaciones verticales tienen potencialmente una faceta anticompetitiva cuando una empresa utiliza un cuello de botella en algún segmento de la cadena vertical para excluir a competidores. En el sector eléctrico, esta situación se puede dar cuando una empresa verticalmente integrada en los segmentos competitivos (generación y comercialización) y de monopolio natural (transporte y distribución) utiliza su control en el sector de monopolio natural para excluir o degradar la interconexión a rivales. El control de la fase de transporte sería especialmente problemático, pero en España está en manos de la empresa independiente Red Eléctrica.

Otra posibilidad es que una empresa integrada verticalmente en gas y electricidad utilice su control del insumo gas, bien sea para aumentar los costes de las empresas rivales en el sector eléctrico o bien sea para prevenir la entrada de nuevos entrantes, dado que el gas es el combustible para la tecnología de frontera de ciclo combinado. La empresa integrada tenderá a internalizar el efecto del precio del gas en el precio en el *pool*, y tendrá un incentivo a elevarlo para aumentar el precio final y así incrementar beneficios. Sin embargo, las condiciones para que se dé el resultado de elevación de precio son restrictivas. En primer lugar, las empresas eléctricas no deberían tener opciones aparte de la empresa integrada de aprovisionamiento de gas a coste y calidad razonables, y la empresa integrada debe ser un suministrador importante para las empresas eléctricas. En segundo lugar, los costes del gas de las empresas rivales deben aumentar. No obstante, siempre que antes de la integración la empresa aguas arriba ponga precios para el gas por encima del coste marginal (y por tanto exista un doble margen), post-integración los costes del gas son menores para la división aguas abajo de la empresa integrada, y los costes para las empresas rivales pueden ser mayores o menores dado que éstas pueden contraer su demanda derivada de gas al ser menos competitivas en el mercado mayorista eléctrico. Finalmente, la elevación de precios en el mercado del gas para los rivales, en caso de que se dé, debe repercutir en precios más elevados en el mercado mayorista eléctrico. Esto significa que el efecto directo de la eliminación del doble margen para la empresa integrada debe ser más que compensado por el efecto indirecto de la elevación de los costes del gas de los rivales no integrados. Sin embargo, en muchas ocasiones el efecto directo de la eliminación del doble margen domina el posible efecto indirecto estratégico de aumento de los costes de los rivales¹⁴.

¹² Véase Kühn, K.U. y M.P. Machado (2004), «Bilateral market power and vertical integration in the Spanish electricity spot market», *CEMFI Working Paper 0414*, para una aplicación al caso español.

¹³ Véase Bushnell, J., E. Mansur y C. Saravia (2005), «Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured U.S. electricity markets», *CESEM Working Paper 126*.

¹⁴ Este es el caso cuando la competencia aguas abajo es con producto homogéneo y en cantidades *à la Cournot* – características plausibles en el sector eléctrico. Véase Church, J. (2004), «The Impact of Vertical and Conglomerate Mergers on Competition», Report for DG Competition, European Commission; Gaudet, G. y N.V. Long (1996), «Vertical Integration, Foreclosure, and Profits in the Presence of Double Marginalization», *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 5, págs. 405-432; Higgins, R.S. (1999), «Competitive Vertical Foreclosure», *Managerial and Decision Economics*, vol. 20, págs. 229-237; Salinger, M.A. (1988), «Vertical mergers and market foreclosure», *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103, págs. 345-356.

Mercado minorista

La competencia en comercialización debe contribuir en principio a la eficiencia del sistema, al confrontar a los consumidores con los costes reales de producir, transportar y distribuir la electricidad. Al mismo tiempo, las empresas comercializadoras pueden ofrecer precios más estables y mecanismos de aseguramiento para aquellos consumidores más reticentes al riesgo en el corto plazo. Estas comercializadoras tendrán ellas mismas incentivos a asegurarse y contratar suministro de electricidad a futuro. Las naciones que están más avanzadas en el proceso de liberalización, como los países escandinavos, Reino Unido o Países Bajos, han abolido las tarifas, y la competencia en el mercado ofrece a los consumidores un menú de contratos de suministro con distintos niveles de seguro y, por tanto, de riesgo (fundamentalmente en términos de la traslación del precio mayorista al precio minorista). La situación es parecida a un consumidor que puede pedir un préstamo a tipo de interés fijo o variable.

La consideración de la competencia en comercialización tiene que empezar por la constatación de que hay, independientemente de la aversión al riesgo, impedimentos a que los consumidores se enfrenten a los precios del mercado mayorista en tiempo real: el consumidor puede tener un contador que solamente tenga en cuenta el consumo total en un período; aun cuando el consumidor disponga de un contador en tiempo real, se enfrenta a costes de ajuste y transacción para adaptarse a los cambios en el precio de la electricidad; y pueden haber restricciones técnicas en la red de distribución que impidan el ajuste del consumo del consumidor.

Cuando existen consumidores que no son sensibles al precio, la eficiencia en inversión y consumo del mecanismo de competencia en los mercados mayorista y minorista sólo está garantizada bajo un conjunto de condiciones restrictivas: mercado mayorista competitivo (y que el precio refleje, por tanto, el coste de oportunidad social de la generación); racionamiento eficiente, en caso de que exista (entre otras condiciones, que los consumidores que se enfrentan al precio mayorista en tiempo real no sean racionados); las empresas comercializadoras han de enfrentarse al precio mayorista en tiempo real para el consumo agregado de sus clientes, y los consumidores han de tener el mismo perfil de carga (módulo un factor de escala)¹⁵.

Cuando los contadores de los consumidores sólo miden el consumo agregado en períodos largos, los consumidores y las comercializadoras que les suministran no se enfrentan al precio en tiempo real de su consumo, y la competencia en comercialización no proporciona un resultado eficiente. La competencia entre comercializadoras sí da un resultado eficiente (como mínimo cuando los consumidores tienen el mismo perfil de carga) si se puede medir el consumo en tiempo real, y es entonces cuando las propias comercializadoras tienen los incentivos correctos para instalar los contadores apropiados.

En el caso en que la tarifa que paguen los consumidores esté regulada y responda a los costes de la energía, se pueden reconocer en la tarifa los costes de la empresa y precios de mercado o costes de referencia de otras empresas. Este elemento de competencia referencial incentiva a la empresa comercializadora a ahorrar costes. En Nueva Jersey, los consumidores que no acuden al libre mercado para contratar el suministro están servidos por la electricidad contratada por su distribuidora a través del *Basic Generation Service*. El suministro a tarifa es

¹⁵ Véase Joskow, P. y J. Tirole (2004), «Reliability and competitive electricity markets», *NBER*, Working Paper 10472, y «Retail electricity competition», *NBER*, Working Paper 10473.

entonces subastado a empresas generadoras por determinados períodos temporales (un año, por ejemplo), y el precio que pagan los consumidores depende de la puja ganadora en la subasta. Con este método, el precio que pagan los consumidores refleja los costes de producción y la necesidad de estabilidad de precios por un período. El riesgo lo asumen las empresas que ofertan. Los consumidores industriales pueden contratar el servicio con un precio indiciado al mercado mayorista (PJM).

En resumen, los elementos que apuntan en la dirección de una competencia vigorosa es tener una estructura de mercado no muy concentrada, empresas con capacidades y una cartera de tecnologías de generación similares, contratos a largo plazo y de futuros desarrollados, y unas empresas verticalmente integradas en las fases de generación y comercialización que equilibren oferta y demanda en el mercado al contado. Asimismo, la entrada se facilitará, así como se evitarán potenciales comportamientos de exclusión de rivales, cuando la fase de transporte esté separada verticalmente y exista una competencia suficiente en el mercado del gas. La demanda en el mercado mayorista se hará más elástica cuando la demanda de los consumidores responda más al precio. El contexto para que esto suceda es que exista competencia en comercialización y que se disponga de contadores para los consumidores que midan el consumo en tiempo real.

Estructura de mercado y competencia en el mercado mayorista español

Concentración

El mercado de generación ha tenido un grado de concentración elevado a partir de los años ochenta y principios de los noventa, cuando la pública Endesa absorbe otras empresas como Enher, ERZ o Viesgo, e Iberdrola se forma con la integración de Iberduero e Hidroeléctrica Española. Este proceso recibe un impulso importante con la toma de control por parte de Endesa, en 1996, antes de privatizarse, de Sevillana y Fecsa, que controlaban el 10% y el 9% de la capacidad total, respectivamente. El índice de concentración de Herfindahl para la capacidad instalada en régimen ordinario en el sistema peninsular se sitúa en 1996 alrededor de 3.460, y se mantiene estable al alza; en 1999 está en el rango 3.569-3.596¹⁶, hasta la venta de Viesgo a la italiana ENEL en 2001 y la entrada de Gas Natural como generador en 2002. El índice cae por debajo de 3.000 en 2002, y vuelve a bajar en 2004, hasta 2.837-2.847, por el aumento de cuota de Gas Natural¹⁷. En 2004, además, la portuguesa EDP compra Hidrocantábrico.

Las previsiones de inversiones en plantas nuevas anticipan nuevos descensos del índice de concentración en el horizonte de 2008-2009 hasta el nivel 2.200¹⁸. La incertidumbre regulatoria, con cambios en la retribución de los generadores en régimen ordinario, ha podido influir en la falta de inversión desde el inicio del mercado en 1998 hasta 2002. Las nuevas (y previstas) inversiones se concentran en ciclos combinados fundamentalmente, y régimen especial (energía eólica en particular) que tiene una retribución primada. La evolución del margen de reserva dependerá de la evolución de la demanda punta.

¹⁶ Elaboración propia a partir de datos del TDC y CNE en los expedientes Endesa-Iberdrola y Unión Fenosa-Hidrocantábrico.

¹⁷ Elaboración propia a partir de datos del TDC y SDC en el expediente Gas Natural-Endesa.

¹⁸ Elaboración propia a partir del Informe del Sistema Eléctrico Español de 2004, REE e «Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura», 2005 CNE.

Para sacar consecuencias sobre el grado de competencia, hay que hilar más fino, ya que importa la mezcla de tecnologías de las distintas empresas. En efecto, la capacidad instalada no se traslada automáticamente en cuota de mercado, puesto que depende de la disponibilidad de las centrales y de la potencia hidráulica de cada empresa. Así, por ejemplo, mientras que en 2004 la capacidad instalada (en régimen ordinario en el sistema peninsular) de Endesa e Iberdrola está alrededor del 36%¹⁹, las cuotas de mercado en producción en régimen ordinario en el mercado mayorista de Endesa e Iberdrola son más asimétricas: para Endesa es del 42%, mientras que para Iberdrola no llega al 30%, debido a su predominio relativo en centrales hidráulicas²⁰.

En el sector eléctrico, el importante grado de concentración, tanto en la generación como en la distribución, junto con un grado de apertura exterior bajo, configuran un sector poco proclive a la competencia, a pesar de la liberalización de los segmentos de generación y comercialización. Este problema se ha visto agravado por la falta de reestructuración del sector en un sentido competitivo antes de la privatización. Se ha repetido el error británico al privatizar un sector concentrado, dado que Endesa aumentó de tamaño antes de privatizarse. A la hora de privatizar tuvo mayor relevancia el ingreso para las arcas del Estado que la eficiencia económica. El problema es que esto crea una distorsión en el mercado a largo plazo.

La toma de control por parte de Endesa en 1996 de Sevillana y Fecsa parece haber elevado el poder de mercado de los competidores de Endesa: Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, medido en términos de margen precio-coste²¹. Asimismo, la evidencia del comportamiento en el *pool* en 1998 sería consistente con un comportamiento colusivo tácito disciplinado mediante episodios de guerras de precios, aunque también se puede atribuir al aprendizaje de las empresas en el nuevo mercado²². Otra indicación es que en 2001, el Tribunal de Defensa de la Competencia impuso una multa a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa por abuso de posición dominante, utilizando el poder de mercado local de las empresas cuando las líneas de transporte están congestionadas. Sin embargo, a pesar de estos indicadores y de los factores estructurales, han existido factores compensadores al ejercicio del poder de mercado que examinamos a continuación.

Regulación, relaciones verticales y precios

La implantación de los “costes de transición a la competencia” (CTC) en 1997 ha tenido un impacto fundamental en la formación de precios en el *pool*. Los CTC se introdujeron para compensar la posible pérdida de ingresos de las empresas productoras en régimen de competencia en relación a la regulación vigente hasta la fecha (marco legal estable). Las empresas habían comprometido unas inversiones bajo el marco legal estable y se cambiaban las reglas de juego. Los CTC son la compensación por los costes varados en las nuevas

¹⁹ Elaboración propia a partir de datos del TDC en el expediente Gas Natural-Endesa: 35% para Endesa y 37% para Iberdrola.

²⁰ Según datos del informe de la CNE en el caso Gas Natural-Endesa.

²¹ García-Díaz, A. y P.L. Marín (2003), «Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: An application to the Spanish market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 21, págs. 201-222.

²² Fabra, N. y J. Toro (2005), «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, págs. 155-181.

condiciones. Otro tema, y polémico, es su cálculo, dado que se no utilizaron mecanismos que permitiesen al mercado valorar los activos varados.

Los CTC de cada año son la diferencia entre los ingresos de los distribuidores por las ventas a tarifa y los costes (que incluyen la compra de la energía en el mercado mayorista). Los CTC actúan, pues, en esencia, como contratos por diferencias en relación a la tarifa que pagan los consumidores con cuotas preasignadas por empresas. Tienen un impacto asimétrico en las empresas, incentivando a la alza de precios a las que tienen, como Iberdrola, una cuota de generación superior a la de CTC, y a la baja a las que tienen, como Endesa, una cuota de generación inferior a la de CTC. Además, siempre que su cobro sea creíble, implican de hecho un *price cap* a los precios en el *pool*, dado que si el precio medio recibido por una empresa supera 3,6 c€/kWh, los ingresos extras deben ser restados de la asignación de la empresa por CTC²³. Esto sucedió durante los años 1998 y 1999, en los que el precio osciló alrededor de este valor. Después, el precio medio se incrementa y se hace más volátil por una combinación de las amenazas al cobro de los CTC (dado que se hubiera podido dar el caso que la Comisión Europea los considerara ayudas de Estado), aumento de la demanda, falta de inversión, condiciones climatológicas e incidencias en la oferta. A partir de 2002, nuevas inversiones en ciclos combinados contribuyen a bajar los precios. En 2004 hay acusaciones cruzadas entre empresas de manipulación de precios, que pueden explicarse por los incentivos que genera el mecanismo de CTC.

A partir de 2004, la presión de la demanda y el incremento del precio de los combustibles hacen que los precios en el *pool* suban de forma apreciable. De hecho, desde el año 2000, los ingresos de las distribuidoras por venta a tarifa no han cubierto costes en diversos años, incluso teniendo en cuenta los ingresos por CTC. El resultado ha sido un “déficit de tarifa”. Este déficit está previsto que se pague a través de la tarifa eléctrica en periodos futuros. La explosión del déficit en 2005 y 2006 ha llevado al Gobierno, en febrero de 2006, a fijar de forma provisional el precio de la energía casada por las empresas verticalmente integradas (asimilada a contratos bilaterales físicos) en 42,36 euros por MW/h. Desde la aprobación del decreto, los precios han bajado, subido fuertemente, y colapsado en junio de 2006, debido a la orden de Iberdrola distribución de no demandar energía a un precio superior a 33,65 euros por MW/h. La consecuencia es que el 40% de la energía queda sin casar, el precio baja hasta casi 31 euros por MW/h, y el mercado de restricciones técnicas y desvíos debe ponerse en marcha para asegurar el suministro.

Otro *price cap* implícito a los precios del *pool* lo supone el que los consumidores puedan acogerse a la tarifa regulada. Sin embargo, este último elemento pierde fuerza al reconocer a las empresas distribuidoras el déficit de tarifa. En este caso, si se producen elevaciones del precio en el mercado mayorista, se compensarían posteriormente.

Finalmente, la integración vertical entre generación y distribución/comercialización supone, como ya se ha apuntado, que los incentivos a fijar precios distintos de los costes marginales dependen de la magnitud de la posición de la empresa como vendedora o compradora neta. En España, en contraste con el proceso de desregulación en Reino Unido y en California, que impuso la separación vertical entre generación y comercialización, las seis mayores empresas en el mercado eléctrico están integradas verticalmente de la generación a la comercialización (excepto Gas Natural, que no tiene distribución) y, por tanto, los incentivos a fijar precios no

²³ Véase Crampes C. y N. Fabra (2005), «The Spanish electricity industry: plus ça change...», *The Energy Journal*, vol. 26, págs. 127-154.

alineados con costes disminuyen notablemente²⁴. Así, por ejemplo, Endesa tiene una cuota de generación superior a la de suministro (distribución y comercialización), mientras que ocurre lo contrario para Iberdrola. El incentivo para Endesa es subir precios en el *pool*, y lo contrario para Iberdrola. Este incentivo abstrae del efecto de los CTC, que va en sentido contrario, pero será el que prevalecerá una vez desaparezcan los CTC (tal como ha anunciado el Gobierno en junio de 2006).

El déficit de tarifa y la inestabilidad en el mercado mayorista son síntomas de la tensión entre una tarifa regulada para los consumidores independientemente de costes y la competencia en el mercado mayorista.

Regulación y defensa de la competencia

Dado que el poder de mercado es una cuestión central, en los mercados eléctricos se han planteado diversos métodos estructurales o regulatorios para mitigarlo. Los métodos estructurales típicos son las ventas de activos, posibles en la transición de la empresa pública a la privada o como condiciones a procesos de fusión; la reducción de barreras a la entrada, como el facilitar los emplazamientos de centrales o el acceso no discriminatorio a la red de transporte; el aumento de la capacidad de interconexión con otros mercados, y el aumento de la elasticidad de la demanda de los consumidores. Los métodos regulatorios incluyen las subastas de capacidad virtuales, en las que se subasta la capacidad de producción de determinadas centrales (como se ha hecho en Francia, Canadá o Países Bajos), el requerimiento a operadores dominantes de contratar capacidad a precio regulado (esto ha sucedido en la privatización en Reino Unido y se ha propuesto en California), y el fomento general de la contratación a plazo. La introducción de *price caps*, sobre todo para unidades de producción específicas, es una medida más intervencionista. En todo caso, los remedios regulatorios para mitigar el poder de mercado deben tener fecha de caducidad. Naturalmente, la amenaza de intervención reguladora o de defensa de la competencia puede ser muy efectiva. Por ejemplo, la moderación de precios en el *pool* en Reino Unido se ha atribuido a la amenaza regulatoria²⁵.

La complejidad del sector eléctrico, su convergencia con otros sectores de la energía como el gas, y su transición a la competencia con segmentos de monopolio natural (transporte y distribución), hacen necesario un regulador especializado para el sector de la energía. ¿Cuál es el papel de la política de defensa de la competencia y cómo se ha de relacionar con el regulador? Las autoridades de defensa de la competencia se enfrentan a un problema de información para intervenir en los complejos sectores de red como el eléctrico. Además, los procedimientos de defensa de la competencia suelen ser lentos. Para los sectores en los que permanezcan cuellos de botella, es necesario regular el acceso, para que todas las empresas puedan competir en los segmentos competitivos del mercado. Además, el regulador es un complemento indispensable de la autoridad de defensa de la competencia, porque tiene un conocimiento especializado del sector del que carece la primera.

²⁴ Kühn, K.-U. y M.P. Machado (2004), «Bilateral market power and vertical integration in the Spanish electricity spot market», *CEMFI Working Paper 0414*, concluyen con datos de 2001 que el poder de mercado de las empresas tuvo poco impacto en los precios, pero fue significativo en el grado de ineficiencia productiva.

²⁵ Véase Wolfram, C. (1999), «Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market», *American Economic Review*, vol. 89, págs. 805-826.

Según la Ley de Sector Eléctrico, la CNE debe velar por la competencia en los mercados energéticos. La detección de comportamientos anticompetitivos debe ser puesta en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia (SDC), y en casos de fusión, la CNE debe emitir un informe vinculante de los efectos en las actividades reguladas y no vinculantes del efecto en la competencia. Sin embargo, la CNE no ha tenido una actitud muy activa de denuncia ante el SDC de comportamientos potencialmente anticompetitivos. De hecho, el informe de seguimiento del mercado eléctrico, publicado en el primer año de funcionamiento en 1998, no tuvo continuidad. En relación a la fijación de tarifas, la CNE tiene capacidad consultiva e informativa para el Gobierno.

Dos temas regulatorios cruciales son la política en relación a fusiones en el sector y la determinación de la tarifa para los consumidores.

Fusiones y política de defensa de la competencia

Desde el año 2000 ha habido diversos intentos de fusión, que han sido bloqueados por el Gobierno o la CNE. En el año 2000, Unión Fenosa intenta tomar el control de Hidrocantábrico, pero el Gobierno sigue la recomendación del TDC y no la aprueba. Unión Fenosa e Hidrocantábrico eran, y todavía son, respectivamente, la tercera y cuarta compañías por cuota en el mercado de generación, a gran distancia de las dos líderes, Endesa e Iberdrola. Mientras que la CNE no puso reparos fundamentales a la operación, el TDC no aprobó la eliminación del mercado de un competidor agresivo independiente como Hidrocantábrico, debido a que aumentaba las oportunidades de colusión en el sector (entre otros elementos, al pasar de cuatro a tres competidores) sin crear un productor realmente competitivo con Endesa e Iberdrola. Sin embargo, un análisis de los efectos unilaterales utilizando una simulación con un modelo de Cournot, indica que el incremento de simetría entre las empresas debido a la fusión (al acercar la capacidad de la empresa fusionada a las dos empresas líderes) aumentaría el excedente (bienestar) total en relación al *statu quo* a pesar de la disminución de cuatro a tres competidores. El análisis de efectos coordinados solamente indica un aumento potencial de las posibilidades de colusión en períodos valle, debido a la mayor simetría entre empresas, además de la pérdida de un competidor agresivo. En resumen, el análisis de competencia da solamente un soporte débil a la recomendación del TDC, seguida por el Gobierno, puesto que la fiabilidad de la simulación de los efectos unilaterales es mayor que la de efectos coordinados, y en éstos solamente en algunas circunstancias se dan condiciones más facilitadoras de la colusión.

En el mismo año 2000 se intenta la fusión de Endesa e Iberdrola, con un ambicioso plan de desinversiones que enajenaba la capacidad equivalente de Iberdrola y permitía la creación de dos nuevas empresas. Sin embargo, las condiciones de desinversión impuestas por el Gobierno (en *mix* de generación, distribución, gestión de la venta de activos y CTC) fueron demasiado estrictas para que las partes quisieran seguir con la fusión. Cabe destacar que en generación habría sido posible desinvertir la capacidad equivalente de Iberdrola y crear tres o cuatro empresas aproximadamente simétricas (además de Unión Fenosa), con el resultado de una mejora del excedente total (efectos unilaterales) debido al aumento de simetría entre las empresas, excepto la mayor. Asimismo, se hubiera conseguido una disminución de las posibilidades de colusión, por la mayor asimetría entre la empresa mayor y el resto de empresas.

En el año 2003, Gas Natural intenta una toma de control de Iberdrola, pero la operación es bloqueada por el veto de la CNE, al apreciar peligros de transferencia de rentas de la actividad regulada a la libre; incentivos distorsionados para la empresa fusionada a invertir en expansión del gas, y de estabilidad financiera en las inversiones en el sector regulado. La racionalidad

económica de la operación se basaba en la convergencia entre gas y electricidad, dado que, como ya hemos indicado, el gas se configura como el combustible de la tecnología de punta, las centrales de ciclo combinado. La autoridad de defensa de la competencia y el Gobierno no se llegaron a pronunciar sobre el plan de desinversiones previsto ante la retirada del proyecto.

En el año 2005, Gas Natural lanza una OPA no solicitada sobre Endesa y el Gobierno aprueba la operación teniendo en cuenta la recomendación favorable de la CNE y la desfavorable del TDC. En cada una de estas decisiones, la CNE y el TDC han visto divididos los votos de sus consejos. Endesa reclamó a la Comisión Europea para que la operación fuera considerada de dimensión comunitaria y examinada en Bruselas, pero la decisión del Colegio de Comisarios, que se demoró extraordinariamente por más de dos meses, fue negativa. La aprobación del Gobierno se sujeta a condiciones de mantenimiento de planes de inversión, desinversiones en los sectores de electricidad y gas (el proyecto de fusión ya contempla ventas de activos a Iberdrola), así como otras medidas para fomentar la competencia en la fase de comercialización en gas y electricidad, dado el solapamiento de redes de distribución de Gas Natural y Endesa. A principios de 2006, E.On ha lanzado una OPA competidora a la de Gas Natural, que ha sido autorizada por Bruselas. Sin embargo, actualmente las OPA están paralizadas por decisiones judiciales respondiendo a demandas de Endesa.

El resumen es que los intentos principales de reestructuración del sector y el funcionamiento del mercado de control corporativo han sido bloqueados. Esto ha impedido, hasta el momento, que se profundice en la tendencia general a la convergencia entre gas y electricidad, y que las empresas españolas se puedan preparar de manera adecuada para una fase de integración del mercado europeo eléctrico y de la energía en general. En particular, no se han sabido aprovechar los planteamientos de fusión para establecer una estructura de mercado más proclive a la competencia.

La tarifa y el mercado minorista

En España, todos los consumidores pueden elegir suministrador y pueden quedarse con la tarifa regulada que les corresponda (como mínimo, hasta principios de 2007, y para los de alta tensión, hasta 2010). La tarifa, que se establece por procedimiento administrativo por el Gobierno, independientemente de la evolución prevista de los costes, ha regulado lo que los consumidores han pagado y las empresas cobrado. El peso de la CNE en la elaboración de la tarifa ha sido escaso. Ha sido un instrumento de política económica de control de la inflación, posible en unas condiciones de precios moderados de la energía, tipos de interés bajos y existencia de capacidad excedente. Al desligar el pago de los consumidores del coste de producción se puede incurrir, tal como ha sucedido, en un déficit de tarifa cuando las condiciones precedentes cambian. Al mismo tiempo, no se transmiten las señales de coste apropiadas a los consumidores ni tampoco incentivos a la gestión de la demanda. A pesar de la posibilidad de cambio de suministrador para el 80% de los consumidores, el comercializador es la empresa distribuidora. La inercia, la asimetría informativa a favor del distribuidor, y la interferencia de la tarifa regulada, son factores que explican esta situación.

Conclusiones

La introducción de competencia en generación y comercialización en el sector eléctrico plantea retos formidables. Ello es así por la combinación de los atributos de la electricidad y de las redes eléctricas, así como por las características de la oferta y la demanda de electricidad.

El balance del proceso de liberalización en España es mixto. Por una parte, los resultados en términos de precios y seguridad del suministro se sitúan en una posición intermedia entre los países desarrollados. España tiene un mercado mayorista sofisticado, se ha separado verticalmente la fase de transporte con la rebaja de participaciones de las grandes empresas eléctricas en REE, y se ha constituido un regulador del sector energético competente. Sin embargo, la estructura de mercado concentrada, heredada del proceso de privatización, una insuficiente capacidad de interconexión con Francia, y la falta de aprovechamiento de las propuestas de fusión para generar una estructura de mercado más proclive a la competencia, plantean un problema potencial de poder de mercado. Asimismo, el bloqueo sistemático de toda iniciativa de reestructuración del sector, impidiendo el desarrollo de la convergencia entre gas y electricidad, por ejemplo, plantea interrogantes sobre la capacidad de las empresas españolas de competir en el futuro mercado integrado europeo de la energía. Por otra parte, la CNE no ha visto suficientemente reforzado su papel como regulador independiente: no ha tenido las suficientes facultades como para influir o determinar los criterios para las tarifas, y ha sido poco activa en la supervisión del desarrollo de la competencia en el mercado. La liberalización se ha quedado a medias, dado que el mantenimiento de una tarifa regulada “política”, no sensible a los costes, y la compensación por la transición a la competencia, han distorsionado el funcionamiento del mercado mayorista. Una consecuencia ha sido que la competencia minorista y los mercados a plazo no se han desarrollado, y los consumidores no han recibido las señales de precio adecuadas.

La regulación debe ser estable y consistente para asegurar la inversión a largo plazo y no añadir incertidumbre, así como reforzar el papel del mercado, en lugar de intentar suplantarlos, y evitar posibles efectos colaterales de distorsión de la competencia. El reto es permitir que exista una competencia efectiva en el mercado mayorista y minorista para bien de los consumidores, a la vez que se permite la reestructuración del sector para garantizar la eficiencia productiva y competitividad internacional de las empresas.