

Liberalización y competencia en el sector eléctrico

1. Liberalización

El 1 de enero de 1998 el mercado de generación de electricidad se abrió a la competencia en España. Para ello se creaba un mercado mayorista o *pool* de la electricidad donde las empresas generadoras podían ofrecer una cierta producción a cada precio y los compradores de electricidad autorizados podían realizar ofertas de compra de electricidad a cada precio. En cierto sentido, la creación de este mercado, como elemento central de la normativa relativa al sector eléctrico, constituía la culminación de un proceso que debía determinar la estructura y la organización del sector en el futuro.

El proceso de liberalización se había iniciado en diciembre de 1994 con la aprobación de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN). Con esta ley se ordenaba la separación contable y legal de las actividades de generación y distribución y se creaba la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), inicialmente concebida como agencia reguladora independiente que asegurara la transparencia y la objetividad en el funcionamiento del sistema en su conjunto, pero que en la práctica vería sus competencias limitadas a tareas de carácter consultivo.

El segundo paso en el proceso liberalizador fue la Ley Eléctrica de 27 de noviembre de 1997, basada en un acuerdo negociado entre el gobierno y las empresas eléctricas recogido en el Protocolo Eléctrico de diciembre de 1996. Esta Ley ampliaba la liberalización concebida en la LOSEN y creaba el mercado mayorista de la electricidad. Este modelo seguía la estructura del mercado de Inglaterra y Gales aunque incorpora ofertas de compra como las del mercado de California, y permitía restricciones relacionadas con las peculiaridades del sistema español. La ley introducía además las figuras del Operador del Sistema que se encargaría de la red física de transporte, y que está representado en la actualidad por Red Eléctrica de España, y del Operador del Mercado, recientemente creado, que determinaría los intercambios de electricidad y los precios de mercado. Por otra parte, dejaba en manos del Ministerio de Industria y Energía la autoridad administrativa para intervenir en el sistema y mantenía la CNSE como órgano consultivo.

Por último, introducía competencia gradual en el sistema, a partir del 1 de enero de 1998, y a lo largo de los diez años siguientes. Durante este período transitorio de diez años se desarrollarían dos aspectos relevantes: la elegibilidad, es decir, cuántos consumidores finales están autorizados

a comprar electricidad directamente del *pool*, y los costes de transición a la competencia, CTC, que se reconocían a las empresas eléctricas en el Protocolo como una compensación por inversiones poco rentables que se vieron obligadas a realizar en el pasado.

Todo este proceso liberalizador tiene que cumplir y es en parte motivado por la Directiva Europea 96/92 EC sobre las reglas comunes del mercado interno de electricidad. Sin embargo, esta directiva propone un proceso liberalizador mucho más lento que el seguido en España, compatible en la actualidad con el monopolio público existente en países como Francia.

2. Mercado

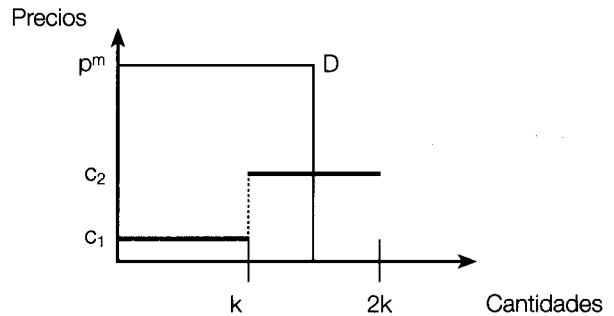
El mercado mayorista de electricidad consiste en un conjunto de ofertas de compra y venta realizadas por generadores y compradores respectivamente. Cada día se divide en 24 períodos horarios, en cada uno de los cuales los agentes realizan sus ofertas. Para cada uno de estos períodos, cada generador puede realizar una oferta de venta para cada una de sus unidades de generación incluyendo un precio para cada nivel de producción. Esto significa que, en ese período, el generador está dispuesto a vender esa electricidad en el mercado a cualquier precio igual o superior al recogido en su oferta. El operador del mercado ordena todas estas ofertas y construye una curva de oferta virtual. El precio final con que se remuneran todas las unidades despachadas viene dado por el punto de corte de esta curva de oferta virtual con la curva de demanda (1).

Fehr y Harbord (1993) desarrollan un modelo teórico que representa un *pool* de electricidad como el descrito hasta ahora. Es fácil ver con un ejemplo sencillo que en un mercado como éste existen múltiples equilibrios y que algunos pueden resultar ineficientes. El ejemplo más sencillo se plantea con dos empresas, cada una de las cuales tiene una unidad de generación de igual tamaño, k , y costes unitarios de producción distintos c_1 y c_2 . La demanda es rígida e igual a $1,5k$. Esta situación está representada en el gráfico 1, que incluye además un precio máximo aceptable por los compradores p^m .

En un caso como este es fácil encontrar varias situaciones de equilibrio no-cooperativo, dos de las cuales son:

1) La empresa más eficiente fija un precio igual a su coste marginal, c_1 , y la empresa menos eficiente fija un precio igual al precio máximo, p^m , así

GRAFICO 1
PUJAS DE OFERTA DE ENERGIA



la empresa más eficiente vende toda su capacidad, k , y la otra empresa la mitad. Dada esta situación, ninguna empresa tiene incentivos para cambiar el precio fijado en su oferta. Ambas reciben p^m , la primera empresa está obteniendo los máximos beneficios posibles, la otra empresa podría reducir su precio de oferta, pero únicamente lograría rebajar el precio y sus beneficios.

2) La empresa menos eficiente fija un precio igual a su coste marginal, c_2 , y la más eficiente fija el precio máximo; la empresa menos eficiente vende toda su capacidad y la otra vende la mitad. Este caso es distinto del anterior al resultar en un equilibrio ineficiente ya que parte de la capacidad de la empresa más eficiente permanece inutilizada mientras se utiliza toda la capacidad de la otra empresa. A pesar de todo, seguimos estando en equilibrio, ya que la empresa más eficiente sólo podría cambiar esta situación fijando su oferta a un precio inferior al de su rival, c_2 , en ese caso vendería toda su capacidad al precio c_2 , pero tendría menos beneficios que vendiendo la mitad al precio superior p^m . Como en el caso anterior ninguna empresa tiene incentivos para cambiar de estrategia.

Existen además otros muchos equilibrios en los que una empresa fija p^m y la otra empresa cualquier otro precio suficientemente bajo para que su rival no tenga incentivos para fijar un precio inferior y quedarse con la mayor parte de la demanda. Este ejemplo simple nos muestra la complejidad de este tipo de mercados y las dificultades para las empresas para encontrar una estrategia de equilibrio.

La legislación española permite además que las ofertas incorporen tres tipos de restricciones denominadas de indivisibilidad, de ingresos mínimos y de gradiente. Las dos primeras están diseñadas para asegurar una rentabilidad mínima a la unidad

de generación y vienen determinadas por la existencia de una escala mínima de producción eficiente. La tercera tiene un carácter puramente tecnológico y recoge las limitaciones de cada unidad de generación para alterar su nivel de producción entre un período y el siguiente.

En el mercado español existen además ofertas de compra. Por el lado de la demanda, los clientes cualificados hacen sus ofertas de compra especificando cantidades y precios máximos que están dispuestos a pagar. El operador del mercado ordena estas ofertas de compra y construye una curva de demanda virtual. A pesar de que estas ofertas están concebidas para aumentar la sensibilidad de la demanda a los precios de mercado, hasta el presente los compradores autorizados para utilizarlas han hecho ofertas planas, es decir, han demandado la cantidad total que necesitaban a un precio suficientemente elevado para asegurarse el suministro. Estos compradores son las empresas distribuidoras y los clientes cualificados, definidos en la actualidad como las empresas que consumen más de 15 GWh al año. Las distribuidoras se enfrentan a la demanda rígida de consumidores cautivos sujetos a tarifa oficial. Los clientes cualificados normalmente pueden optar por acogerse a tarifas especiales inferiores al precio medio que podrían obtener en el *pool*, por lo tanto, tienen pocos incentivos para acudir al mercado.

La diferencia entre el precio del *pool* y la tarifa final se distribuye en varias partidas destinadas a pagar varios conceptos como los costes de transporte, distribución y comercialización, los costes permanentes del sistema, la moratoria nuclear y los costes de transición a la competencia, CTC. Esto último indica que una parte de los ingresos de las empresas generadoras dependen de esta diferencia, lo cual, como veremos más adelante, puede distorsionar sus incentivos a la hora de competir.

Por último debemos de recordar que existen cuotas de carbón nacional que las empresas generadoras están obligadas a comprar, por lo que decidirán utilizar este combustible antes que otro, aun cuando su uso no resulte eficiente. En otras palabras, la obligación de compra reduce el coste marginal de su uso a cero ya que se convierte en un coste fijo para las empresas. La situación se complica si pensamos que las emisiones de azufre del carbón nacional están muy por encima de las autorizadas por la normativa europea y las empresas generadoras deben complementar su consumo con el de carbón de importación con el fin de reducir las emisiones medias y cumplir con las exigencias medioambientales (Padrón, 1997).

3. Conflictos y reformas

El año se ha caracterizado por los múltiples conflictos que se han ido desarrollando y por su intensidad creciente. En general, cada uno de estos conflictos se ha iniciado con las críticas de la CNSE al funcionamiento del sistema que han venido acompañadas por un conjunto de recomendaciones para incrementar la competencia en el sector, siendo el Ministerio poco sensible a la mayoría de las mismas. Estos conflictos han ido centrándose en distintos puntos críticos a lo largo del año, que se comentan brevemente a continuación.

3. 1. Estructura de mercado

Desde su creación, la CNSE ha insistido en afirmar que el sistema eléctrico presenta una estructura de mercado demasiado concentrada tanto horizontal como verticalmente y que esta situación ha empeorado ostensible durante los últimos años. Estas afirmaciones parecen indiscutiblemente ciertas a la luz de los gráficos 2 y 3.

Desde un punto de vista vertical, es obvio que las mismas empresas que se encargan de la generación lo hacen también de la distribución. Esto implica que los compradores (empresas distribuidoras) en el *pool* son indistinguibles de los vendedores (empresas generadoras). Además, las distribuidoras suministran electricidad mayoritariamente a clientes cautivos sujetos a la tarifa oficial por lo que se convierten en meras intermediarias entre generadores y clientes finales.

Desde el punto de vista horizontal podemos decir que España partía de una situación bastante única en los ochenta, en comparación con la de monopolio público extendida por toda Europa. Sin embargo esta situación ha cambiado notablemente a lo largo del tiempo y principalmente con la incorporación de FECSA y Sevillana al Grupo Endesa en 1996, cuando el proceso liberalizador ya estaba en marcha. Esta última etapa en el proceso de concentración horizontal provocó un fuerte incremento en el Índice de Concentración de Hirschmänn-Herfindahl (IHH) que pasó de un 0,25 antes de la fusión a un 0,38 tras la misma. Esto quiere decir que se pasó de una situación similar a la que resultaría de la competencia de 4 empresas del mismo tamaño (esto daría lugar exactamente a un IHH = 0,25) a la que resultaría de la competencia de 2,5 empresas del mismo tamaño aproximadamente.

Diversos autores han llevado a cabo simulaciones tratando de medir el efecto que esta concentración puede tener sobre los precios represen-

GRAFICO 2
CUOTAS DE MERCADO EN LA GENERACION DE ELECTRICIDAD

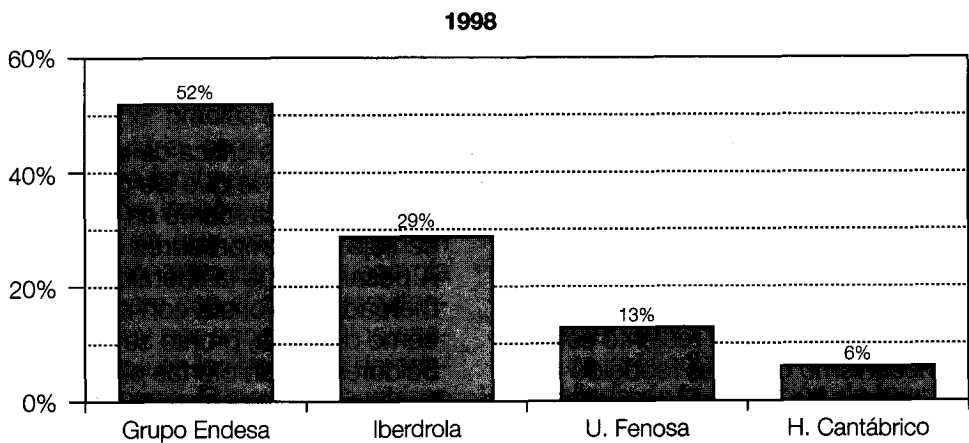
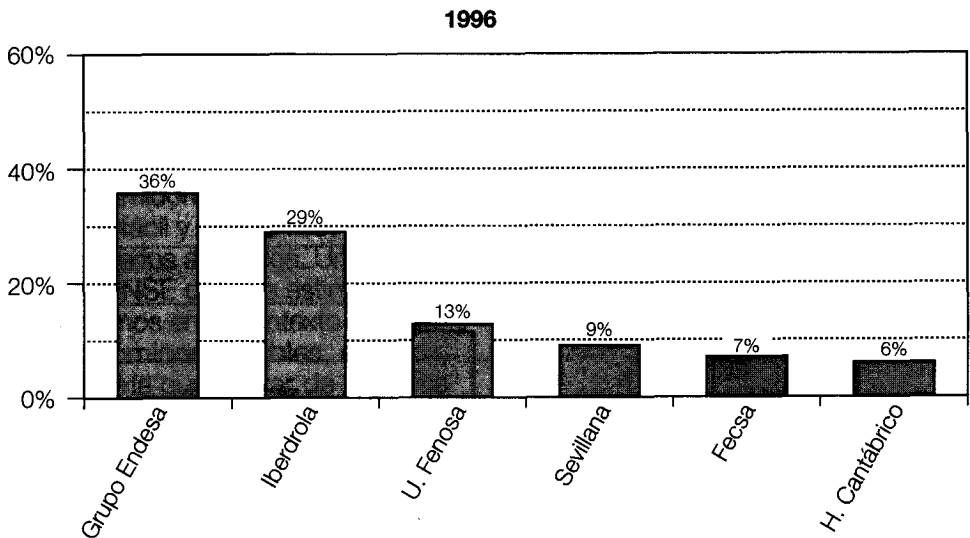
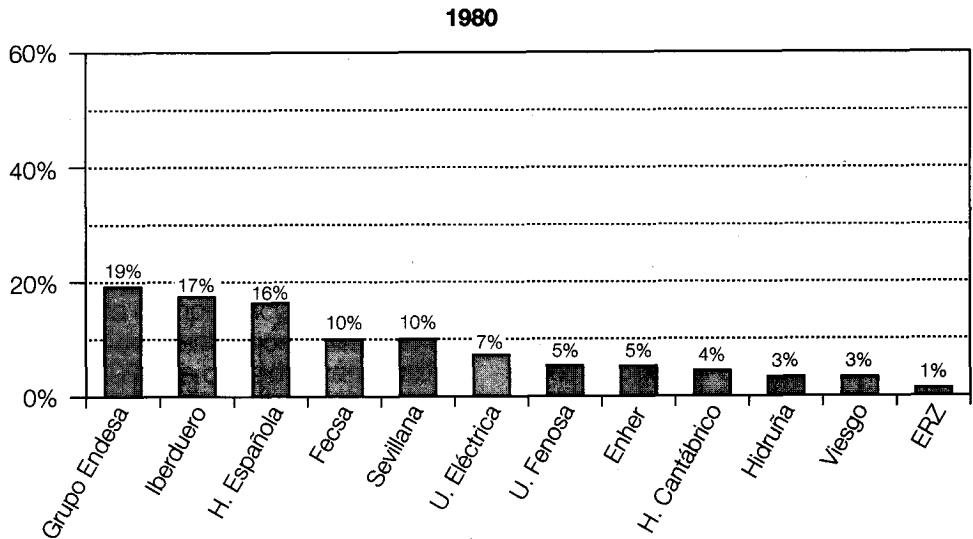
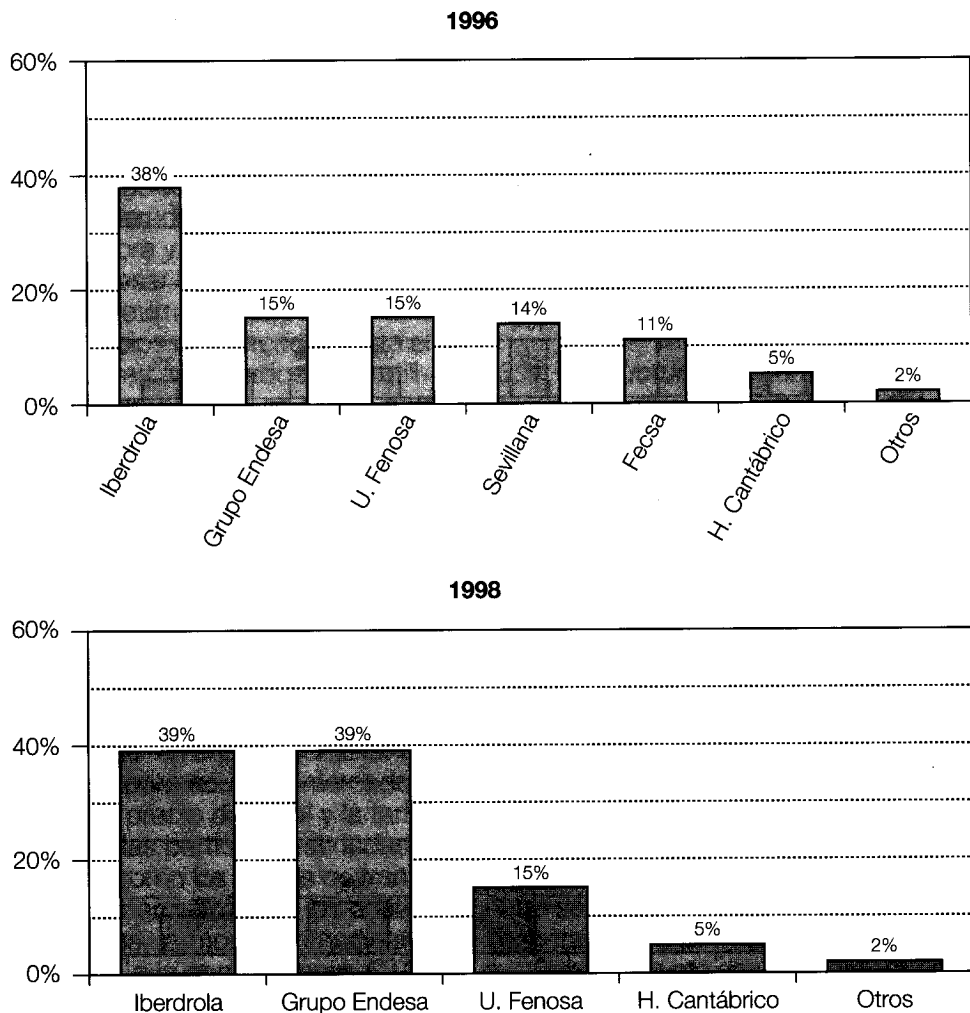


GRAFICO 3
CUOTAS DE MERCADO EN LA DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD



Fuente: CNSE.

tando el comportamiento de las empresas del sector a partir de los modelos desarrollados en la economía industrial. En este sentido, Ocaña y Romero (1998) que representan el sector como un modelo de competencia a la Cournot, utilizan datos de demanda y costes del sector, y obtienen un incremento del 25% en el margen precio-coste marginal de las empresas a causa de la fusión. García-Díaz y Marín (1998) en un reciente estudio que replica el mecanismo de pujas recogido en el *pool* siguiendo la línea de Fehr y Harbord (1993) obtienen resultados cualitativos similares. En su caso el margen precio-coste marginal se podría haber duplicado en términos medios.

3. 2. Elegibilidad

La segunda crítica de la CNSE se ha referido a la posibilidad de que los grandes clientes puedan comprar directamente en el *pool*, es decir, al porcentaje de compradores cualificados o elegibles. A pesar de que la liberalización contemplaba un mercado mayorista con ofertas tanto de compra como de venta, pronto se evidenció que los distribuidores hacían ofertas planas a precios elevados con el fin de garantizarse el volumen de compras, necesario para abastecer a sus clientes finales. Así la demanda resultante era completamente rígida en todos los períodos de despacho. Dada la con-

centración existente parecía que la única fuerza que podía provocar reducciones en los precios y los márgenes de beneficios de las empresas generadoras podía provenir de una demanda elástica, bastante sensible a los precios del *pool*.

En este sentido el sistema eléctrico español ha ido claramente por delante de las exigencias de la UE, que en 1999 tan sólo obliga a hacer elegibles a aquellos clientes con un consumo anual igual o superior a 40 GWh, ya que en España en 1998 se consideraba ya elegibles a aquéllos clientes con un consumo anual igual o superior a 15 GWh. Según la CNSE el nivel de elegibilidad actual no es suficiente para incentivar la competencia en el sector, dado el alto grado de concentración existente. A partir de octubre de 1999 se considerarán cualificados aquellos consumidores con al menos 1 GWh de consumo anual (50% de la demanda aproximadamente).

3. 3. Costes de Transición a la Competencia

El tema de los CTC es uno de los más controvertidos desde el inicio del proceso de liberalización. Los cálculos recogidos en el Protocolo que los fijaban alrededor de 1,9 billones de pesetas fueron ampliamente criticados por la CNSE y las asociaciones de consumidores. Realmente el cálculo de los CTC no es fácil y resulta muy sensible a variaciones en los criterios aplicados. Una muestra de esto es que la CNSE obtiene estimaciones negativas para los mismos en el contexto de algunos escenarios económicos factibles, es decir, considera que se tendría que hablar de ingresos de la transición a la competencia que las empresas deberían pagar en lugar de cobrar.

Cada país europeo que ha iniciado la liberalización del sector ha seguido criterios distintos respecto a los CTC. Algunos países con empresas públicas como Inglaterra y Gales incorporaron estos costes al precio de venta de las empresas. Otros países calcularon las ganancias adicionales que las empresas podían obtener gracias a la competencia. Por ejemplo, en Austria, como en España, la energía hidroeléctrica era remunerada con relación a su coste de producción, independientemente del período de demanda en que se generara. Sin embargo, la liberalización permite que la energía hidroeléctrica se remunere con el precio resultante del *pool* que está muy por encima de los costes atribuibles a la misma en las horas de demanda punta que suele ofrecerse. El regulador austríaco consideró que esta mejora retributiva en esta forma de generación compensaba suficientemente a las empresas por sus CTC y decidió no conceder com-

pensaciones adicionales a las empresas por los mismos. Por otro lado, es previsible que países como Francia que todavía mantiene un monopolio público fijen elevados CTC cuando inicien su proceso liberalizador.

Este tema se ha reabierto recientemente con relación a la titularización de los CTC por parte de las empresas eléctricas. El gobierno ha defendido enérgicamente esta titularización apoyándose en el incremento en la elegibilidad y la reducción de tarifas. Sin embargo, un argumento en contra que persiste se basa en que existe incertidumbre sobre la cuantía exacta de los mismos ya que todo cálculo depende de los supuestos más o menos acertados que se hagan hoy sobre la evolución de factores exógenos como la demanda o los tipos de interés. Este problema pretende resolverse incluyendo una cláusula de salvaguardia según la cual las empresas tendrían que devolver parte de los CTC si cobraran en exceso.

La controversia del caso ha llevado a la intervención de la Comisión Europea que ve el pago de los CTC como un posible mecanismo de subvención oculta a las empresas nacionales por lo que exige máxima transparencia en su cálculo. En cualquier caso, dada la situación de incertidumbre que se ha generado y la necesidad de esperar a una decisión de Bruselas, que no llegará hasta febrero o marzo, resulta improbable que las empresas eléctricas utilicen este derecho otorgado por la Ley de Acompañamiento de los Presupuestos hasta que no se clarifique el tema desde un punto de vista legal.

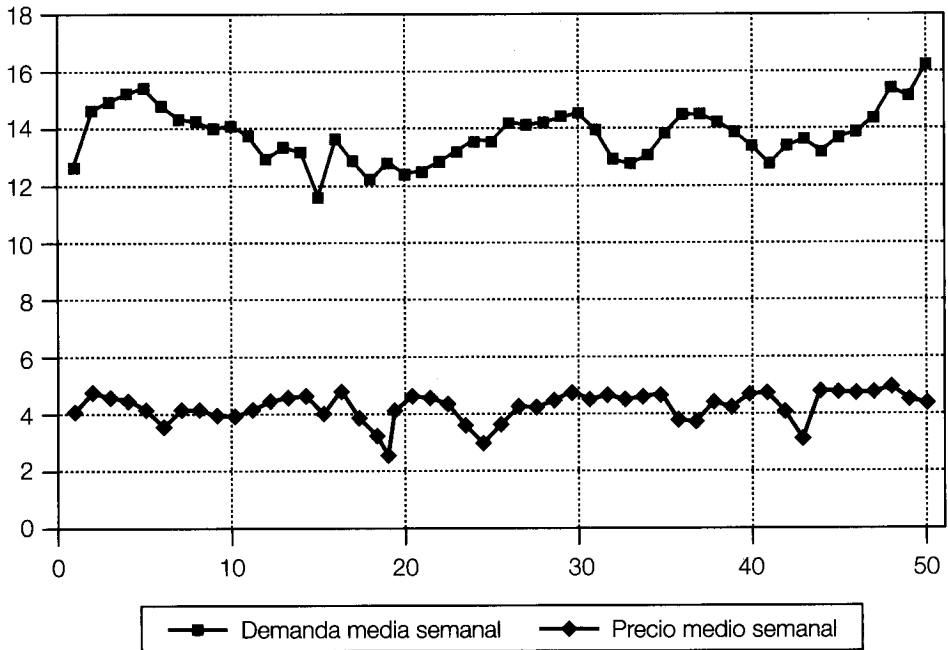
4. Evolución de los precios y la estructura de mercado

4. 1. Precios

La evolución de los precios del *pool* eléctrico desde el 1 de enero de 1998 merece algunos comentarios. A la vista del gráfico 4, que representa la evolución de la demanda y de los precios medios semanales, podemos decir que por una parte, los precios medios presentan fuertes oscilaciones en el intervalo entre las cuatro y las ocho pesetas a lo largo del año, y que, por otra, estas oscilaciones de precios no parecen resultar de la evolución de la demanda, que sigue un comportamiento de carácter estacional a lo largo del año.

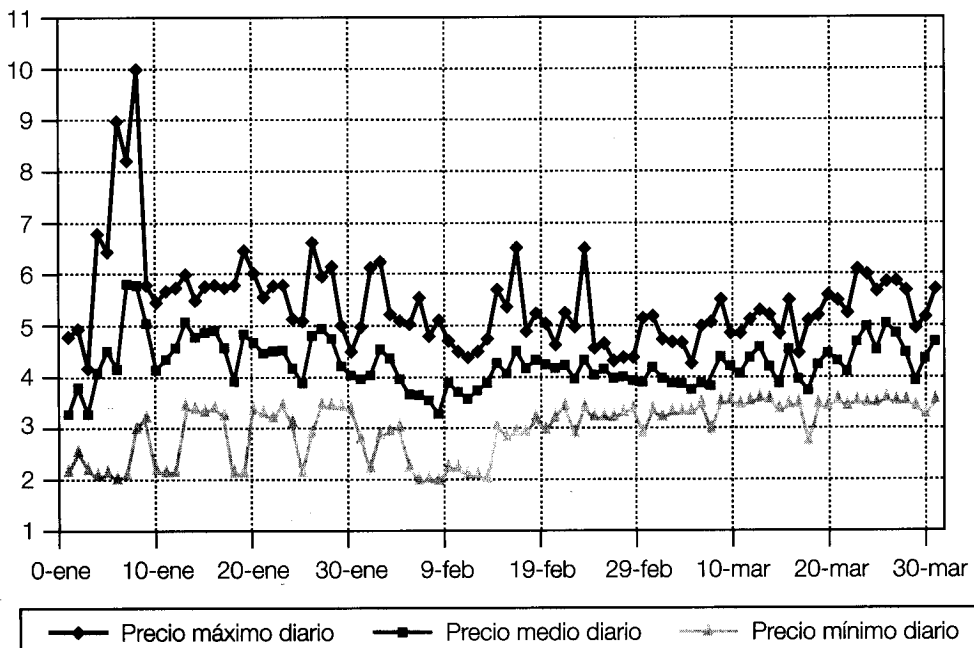
Los gráficos 5, 6 y 7 nos dan una idea más detallada de la evolución de los precios al representar los precios máximos, medios y mínimos diarios. Estos tres gráficos trimestrales recogen tres situaciones bastantes distintas. El gráfico 5, refe-

GRAFICO 4
EVOLUCION DE PRECIOS Y DEMANDA. 1998



Nota: Los valores de la demanda han sido reescalados para facilitar su representación gráfica.
Fuente: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

GRAFICO 5
EVOLUCION DE PRECIOS DE ENERO A MARZO DE 1998: CONVERGENCIA



Fuente: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

rente a enero, febrero y marzo, recoge un período de convergencia y reducción de la volatilidad inicial, probablemente fruto de la improvisación y la experimentación de las empresas generadoras. Los precios parecen evolucionar hacia puntos focales y parecen olvidarse las estrategias excesivamente expeditivas.

El gráfico 6, que recoge los meses de mayo, junio y julio, muestra como la volatilidad se ha reducido y la franja de oscilación de los precios en días normales se limita al intervalo 3-6 pesetas. No obstante, el gráfico también muestra la existencia de guerras de precios periódicas, algunas bastante intensas como la del 10 de mayo cuando el precio en las horas punta se situó por debajo de las 2,5 pesetas, y otras bastante prolongadas como la de la segunda quincena de junio, caracterizada por un recorte brusco de los precios y un incremento progresivo y suave de los mismos hasta los niveles iniciales. Se pueden dar varias explicaciones alternativas a estas guerras de precios. Una posibilidad clara es la existencia de muchos equilibrios y las dificultades de las empresas para deducir sus mejores estrategias en cada momento. La complejidad de las reglas del mercado y la poca

experiencia de las empresas en mercados competitivos, no ayuda a que éstas calculen ni entiendan cuáles son sus estrategias de equilibrio, y mucho menos que elijan entre las muchas posibles de forma coherente, ya que todas ellas, en el caso hipotético de que pudieran calcularlas, tratarían de forzar a sus competidores hacia los equilibrios que les favorecen más.

Podríamos pensar también que las empresas están intentando dar una imagen de fuerte competencia, con el fin de impedir la entrada de nuevos productores. Para ello necesitan construirse una reputación, mostrando que las guerras de precios profundas y prolongadas son perfectamente factibles y fáciles de disparar con la intervención de una sola compañía.

Por último, debemos recordar que los incentivos de las empresas al realizar sus ofertas están distorsionados por la existencia de los CTC. Debemos considerar que un incremento en los precios del *pool* aumenta los beneficios de las empresas al vender más caros los kWh producidos, sobre todo pensando en la existencia de una demanda inelástica. Sin embargo, también reduce los cobros de CTC que se están efectuando, ya que

GRAFICO 6
EVOLUCION DE PRECIOS DE MAYO A JULIO DE 1998: GUERRAS DE PRECIOS

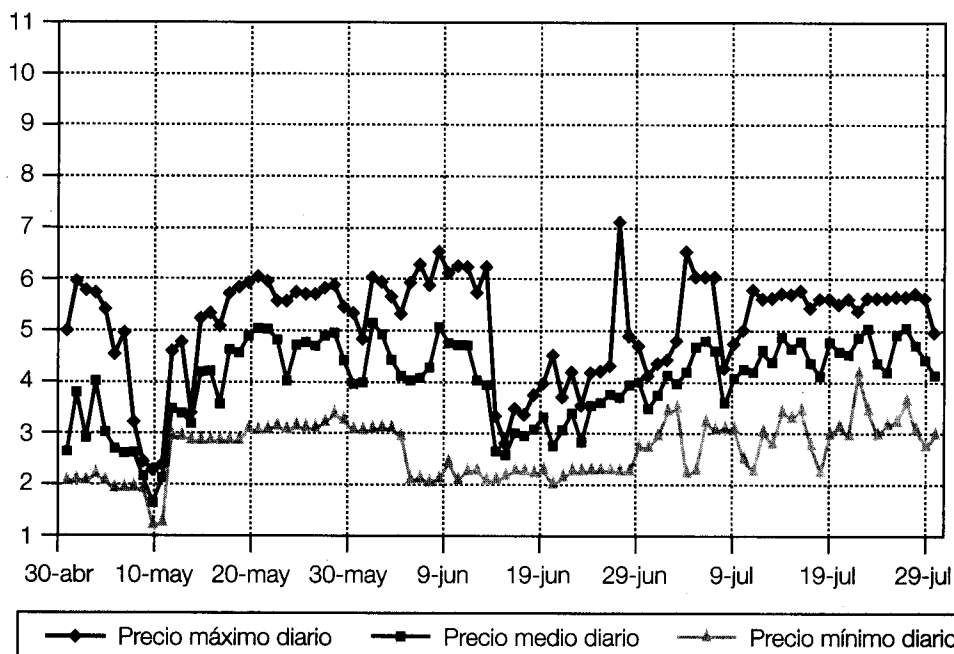
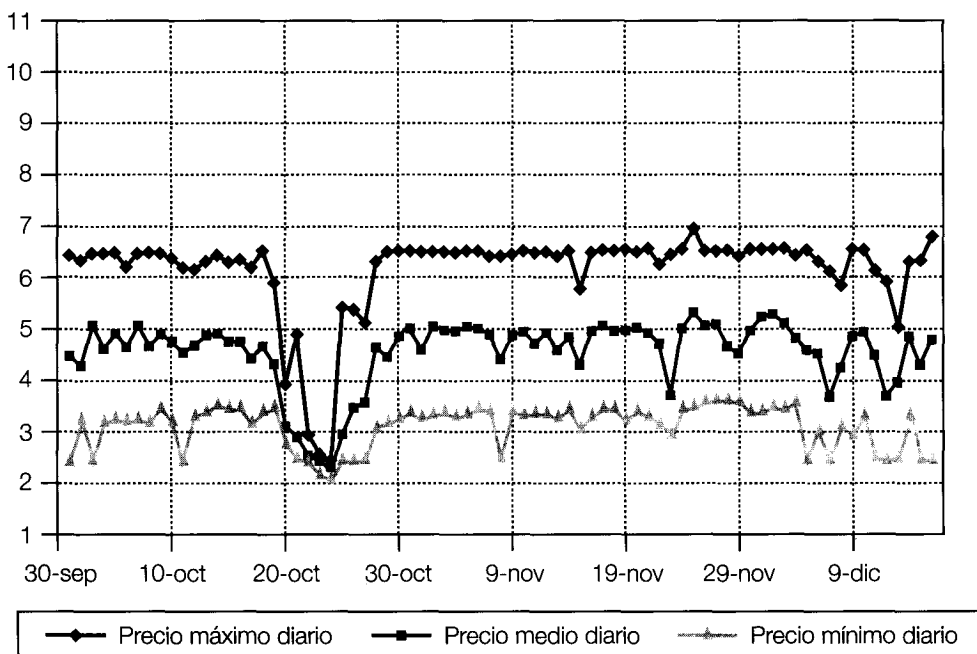


GRAFICO 7
EVOLUCION DE PRECIOS DE OCTUBRE A DICIEMBRE DE 1998: ESTABILIDAD



Fuente: Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

éstos se calculan como una parte residual determinada por la diferencia entre la tarifa y el precio del *pool*. Los CTC cobrados por cada empresa no son proporcionales a la cantidad producida en cada momento, sino que se reparten de acuerdo con lo fijado en el Protocolo. Así, una empresa cuya porción de CTC sea habitualmente mayor que su cuota de mercado, puede tener incentivos para recortar sus pujas, ya que esto reduciría los precios del *pool* e incrementaría su cuota de mercado y sus ingresos por CTC en ese período. Todo esto aumentaría sus ingresos totales en el período. La situación se puede complicar aún más si esta empresa considera que los CTC pueden ser revisados al alza si los precios del *pool* son inferiores a los previstos en el Protocolo. En ese caso, una estrategia de recorte de pujas puede resultar doblemente rentable ya que implicaría mayores ganancias no sólo ahora sino también en el futuro.

Por último el gráfico 7, que presenta los precios de octubre, noviembre y diciembre muestra una situación de mayor calma, con precios máximos, medios y mínimos estables aunque salpicados todavía por guerras de precios cada vez más

esporádicas. Los precios medios durante este último período se mantienen en el entorno de las cinco pesetas.

4. 2. Estructura de mercado

En organización industrial el comportamiento de las empresas suele ser representado mediante decisiones de largo plazo, como llevar a cabo las inversiones necesarias para empezar a producir en un mercado, y de corto plazo, como competir cada día. La forma de la competencia en el corto plazo determina las decisiones de inversión y entrada en el mercado en el largo plazo de forma que, en general, observamos que las empresas entran en mercados donde la competencia es débil y esperan obtener tasas de rentabilidad elevadas, y no lo hacen en mercados fuertemente competitivos donde tienen expectativas de rentabilidad baja (Sutton, 1991). En este contexto podemos tratar de interpretar el comportamiento de los entrantes potenciales en el mercado a lo largo del año.

No cabe duda del atractivo del sector, ya que muchas empresas de otros países o sectores pró-

ximos han manifestado su intención o su interés por empezar a producir electricidad. Lo más curioso es que durante este año no se ha producido la entrada de ninguna de estas empresas en solitario. Por ejemplo, Gas Natural entrará en el sector según un acuerdo con Endesa, Repsol podría construir nuevas plantas de generación conjuntamente con Iberdrola y Electricidad de Portugal podría entrar también de la mano de Iberdrola. Obviamente, esta situación es muy compatible con un mercado con escasa competencia y muchos beneficios. Sin embargo, los entrantes potenciales parecen temer que tras su entrada estos beneficios desaparezcan. Los generadores existentes han dado credibilidad a esta situación mediante las guerras de precios que acabamos de comentar. Una gran credibilidad si pensamos que estas guerras de precios les afectan menos que a los nuevos competidores ya que reciben unos CTC a los últimos tienen acceso.

A esta posible barrera de entrada se unen otras, como el control de las empresas distribuidoras. Debemos de recordar que un generador que acuda al *pool* debe encontrar clientes, pero la firma de contratos de suministro entre los generadores y las distribuidoras actuales, que pertenecen a las mismas empresas, podría vaciar el *pool* y dejar a un nuevo competidor con su capacidad sin vender por falta de clientes.

Resumiendo, nos encontramos con una situación en la que el sector parece muy atractivo por las elevadas tasas de rentabilidad de las empresas eléctricas, pero al mismo tiempo existe un fuerte temor de que la entrada de nuevas empresas destruya esta situación cooperativa. Por lo tanto, la única solución parece consistir en entrar en el mercado sin romper el equilibrio actual, a través de un pacto con una empresa existente.

5. Competencia

Este año debe ser considerado como un importante paso adelante en el proceso de liberalización del sector eléctrico, pero no el último, probablemente ni siquiera el más importante. Con los niveles de interconexión actuales con el resto de Europa y las restricciones medioambientales que dificultan nuestra conexión a través de los Pirineos, es difícil pensar que la competencia pueda llegar al sector a través de un mercado europeo unificado, como ha ocurrido con otros sectores industriales. Aunque sin duda, el incremento de la elegibilidad, la posible entrada de empresas de capital extranjero, el cambio tecnológico y el fin del

período transitorio facilitarán el desarrollo de la competencia en el mercado. Sin embargo, todavía falta algún tiempo para que todos estos eventos se produzcan y no debemos olvidar que el coste y el precio de la electricidad tienen fuertes repercusiones sobre el bienestar de las familias y sobre la competitividad de todos los procesos productivos desarrollados en nuestro territorio, por lo que asegurar la competencia en el sector debe ser un objetivo clave de cualquier gobierno. □

NOTAS

- (*) *El autor desearía agradecer a Valero Marín su colaboración en el tratamiento de los datos.*
- (1) *Los detalles sobre el funcionamiento del mercado y las soluciones específicas ante problemas determinados quedan recogidos en la Ley del Sector Eléctrico y en su amplio desarrollo normativo que incluye Reales Decretos, Ordenes y Resoluciones.*

BIBLIOGRAFIA

- Fehr, N.M. y D. Harbord (1993): «Spot Market Competition in the UK Electricity Industry», *Economic Journal*, Mayo, 103: 531-546.
- García-Díaz, J.A., y P.L. Marín (1998): «Competition and Market Structure in the Spanish Electricity Industry», *Papers and Proceedings Electricity in Europe in the 21st Century: What Performances and what Game Rules?*, International Conference, Paris.
- Ocana, C. y A. Romero (1998): «A Simulation of the Spanish Electricity Pool», *Documento de Trabajo 005/98*, CNSE.
- Padrón, N. (1997): *Essays on Environmental Policy*, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid.
- Sutton, J. (1991): *Sunk Costs and Market Structure*, MIT Press.