

MPRA

Munich Personal RePEc Archive

Analysis of concentration in the spanish electricity output after liberalisation

Fernando Hernandez Martinez

January 2007

Online at <http://mpra.ub.uni-muenchen.de/18047/>

MPRA Paper No. 18047, posted 22. October 2009 05:43 UTC

Análisis de la concentración en la producción de energía eléctrica tras la liberalización en España del Sector Eléctrico

Autor: Fernando Hernández Martínez

Master en Finanzas ICAI-ICADE (2002-2003)

Doctorando en Economía General, UNED y Banco de España

Resumen

El presente artículo expone la situación del Sector Eléctrico en España tras la liberalización. Analiza si se ha conseguido establecer un régimen de Competencia Perfecta o si por el contrario, se continúa con el escenario anterior, en el que predominaba una alta concentración en la oferta y altos niveles de poder de mercado que dificultaban, e incluso impedían, la libre formación de precios. Por ello son especialmente importantes los CTC's, cuya aparición provocó inicialmente episodios en forma de incrementos encubiertos en los precios de la electricidad, tendentes a maximizar los ingresos de las Compañías con excesivo poder de mercado.

Palabras Clave: Liberalización, producción de energía eléctrica, competencia y poder de mercado, Índices de concentración, precios de la energía, Costes de Transición a la Competencia.

Abstract

This paper is about the Spanish Electricity Market after liberalisation. The analysis focuses on finding if the market has become as a Perfect Competition regimen or on the other side, he still continues as a regimen in wich a high output supply concentration and high power market appears, not allowing free-market prices as a consequence. Regarding on it, CTC's are especially important, being responsible of voluntary actions of increasing prices by Electricity Companies with high market power, just trying to maximise incomes illegally.

Key Words: Liberalization, electricity output, competition and market power, Industry Concentration Indexes, energy prices, Competence Transition Costs.

Recibido: 06.01.2006

Aceptado: 16.03.2006

I. Introducción

Con la liberalización del sector eléctrico español, se están desarrollando mecanismos de libre competencia de mercado para las actividades de producción o generación y comercialización, lo que está permitiendo una mayor libertad de elección en la contratación final del suministro.

A su vez, con la gestión por operadores independientes del mercado de electricidad, se pretende garantizar el acceso a la contratación al mayor número de agentes en condiciones de igualdad, siendo uno de los objetivos más importantes, el que la producción pueda ser intercambiada en un mercado sujeto a reglas competitivas.

Asimismo, con la libre elección del suministrador por parte del consumidor final, se ha establecido de forma efectiva una estructura de competencia real entre los agentes que integran el sistema, con el fin de reducir los niveles de concentración y poder de mercado que hoy por hoy todavía pueden existir.

Por tanto, las consecuencias más importantes que la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico ha tenido en España tras la liberalización, son cierto grado de desintegración vertical, la aparición de un mercado de electricidad en régimen de competencia para las actividades de generación y comercialización y la libertad de elección en el suministro de electricidad por parte del consumidor final. Todo ello permite en teoría, la entrada de nuevos agentes oferentes, facilitando en mayor medida el proceso liberalizador.

II. Principales características del Sector Eléctrico español

La liberalización se basa originariamente en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, la cual constituye una profunda reforma con grandes repercusiones sobre la organización de la industria y todos los agentes que intervienen en ella.

La liberalización se inició en enero de 1998 con la libre elegibilidad para los grandes consumidores de electricidad, extendiéndose posteriormente desde enero de 2003 a todos los consumidores peninsulares¹ y culminando con la total apertura de los mercados minoristas².

El Estado tradicionalmente ha tutelado la actividad de las empresas de energía eléctrica debido a su importancia estratégica. El monopolio natural de que disfrutaron en la generación, transporte y distribución, con precios de la energía fijados por tarifa, se ha visto modificado como consecuencia

¹ Para los consumidores de energía extrapeninsulares, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, la liberalización de las actividades eléctricas se ha regulado mediante el Real Decreto (RD) RD 1747/2003, de 19 de diciembre, que incorpora los principios de competencia, acceso de terceros a la red y libertad del consumidor final a elegir suministrador. A su vez, establece un sistema de declaración de costes variables y regulación de costes fijos para los productores, mientras que a consumidores, comercializadores y distribuidores, se les equipara en lo referente a costes al territorio peninsular, tomando como referencia el precio final de la energía en el mercado.

² En Ruiz Molina, M^a. E. (2003): *Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el consumidor*, Universitat Jaume I, pág. 2 se expone de manera sintetizada, cual era la situación del Sector Eléctrico previa al 1 de enero de 1998.

de las medidas liberalizadoras, que intentan conseguir entre otras, un incremento de la eficiencia en la producción de energía³.

Es por ello por lo que desde finales del año 2000, no está permitido que una misma empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, aunque sí se permite que empresas diferentes que pertenezcan al mismo grupo empresarial puedan desempeñar por separado dichas actividades.

En cuanto a la producción de energía eléctrica, ésta se determina mediante las aportaciones que hacen al sistema las empresas generadoras, los agentes externos mediante importaciones al sistema y los autogeneradores⁴. Respecto a los consumidores, éstos se dividen en dos clases:

- Consumidores a tarifa, los cuales realizan sus compras pagando una tarifa fija establecida legalmente, al igual que antes de la liberalización.

- Consumidores cualificados, que pueden contratar la electricidad con una empresa comercializadora a un precio libremente pactado, acudir al mercado mayorista organizado o contactar directamente con los productores⁵.

En este sentido, los consumidores en el mercado liberalizado que quieran volver al mercado a tarifa, deberán permanecer al menos un año en aquel, sin perjuicio de la existencia de una fecha de terminación específica o cláusulas de rescisión establecidas en el contrato firmado con el comercializador⁶. La vuelta al mercado a tarifa no implica costes, sin embargo, y una vez realizado el cambio, el consumidor estará obligado a permanecer un año en él, antes de volver de nuevo al liberalizado si lo desea.

Ambos tipos de consumidores reciben la electricidad a través de las redes de la empresa distribuidora de la zona, por lo que la calidad tanto del suministro como del producto final, serán idénticas. Por tanto, las diferencias entre ambos tipos de mercado se centrarán en el precio pactado, los servicios ofrecidos y el servicio de atención al consumidor. En la medida en que las empresas

³ A ello han contribuido el establecimiento de Centrales de producción de ciclo combinado.

⁴ Los agentes externos son los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales y que están debidamente autorizados para operar en el mercado de producción español. Los autogeneradores, se definen como las personas físicas o jurídicas, que venden sus excedentes de energía bajo un régimen jurídico especial, Red Eléctrica de España (REE) (2003): *El Sistema Eléctrico Español*.

⁵ Según el RD-L 6/1999, la consideración de consumidor cualificado se establece en función de un umbral mínimo de suministro que ha ido variando, pasando de los 15 Gigavatios hora de potencia al año (GWh/año) a 1 de enero de 1998, hasta los de suministro de tensión mayor a 1 Kilovatio a julio de 2000. Posteriormente, mediante el RD-L 6/2000 se estableció la plena liberalización, considerando la condición de cualificado para todos los consumidores a partir de enero de 2003, lo cual modificó el calendario inicial, que establecía la elegibilidad plena para todos los consumidores en el año 2007.

⁶ Si un consumidor no renovase su contrato con el comercializador a su término, pasaría automáticamente al mercado a tarifa transcurridos cinco días desde la fecha de vencimiento.

productoras y comercializadoras compitan entre sí, se mejorarán las condiciones del servicio hacia el consumidor.

La liberalización presupone la plena libertad por parte del consumidor a la hora de elegir compañía suministradora. El efecto final sobre su bienestar, vendrá condicionado entre otros por el precio que finalmente pagará y que en el caso de mercados competitivos es determinado por la oferta y demanda existentes, así como por la aparición de posibles externalidades (Ruiz Molina, 2003). Por tanto, el precio afectará al bienestar y al nivel de vida del consumidor, repercutiendo finalmente sobre su poder adquisitivo.

III. La producción de energía eléctrica

La producción de electricidad es una de las actividades más importantes del sistema eléctrico español. En términos aproximados, esta actividad genera costes tales que sólo ellos suponen ya los dos tercios de los que finalmente se facturan al usuario por su consumo final de electricidad.

La producción se caracteriza por la asimetría entre la potencia instalada y la contribución a la generación de electricidad. Si se comparan ambas estructuras, se observa como los medios de producción disponibles se utilizaron en 2003 de forma muy diferente según el tipo de central⁷. En cuanto al régimen especial, las ventas en 2003 fueron de 41.205 GWh, un 18% sobre la demanda bruta peninsular y con un crecimiento anual en un 16%, frente al 17% de 2002.

A su vez, la potencia instalada⁸ en el sistema peninsular, experimentó durante el año 2003 cambios importantes, debido principalmente a la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado. El parque generador correspondiente al régimen ordinario se incrementó en 1.036 Megavatios (MW), quedando una capacidad total instalada a 31 de diciembre de 47.362 MW.

El cuadro 1 presenta el balance anual de explotación en el período 1998-2003. Cabe destacar, como la estructura de producción peninsular en régimen ordinario en 2003 varió sensiblemente respecto al 2002, debido principalmente al incremento del 72% de la producción hidroeléctrica, lo que supuso un 19,8% de la generación total en régimen ordinario y que a su vez derivó en un aumento de un 8% respecto al año anterior. Asimismo y como consecuencia de la mayor

⁷ El 24% de la potencia instalada en centrales de fuel-gas sólo contribuyó al 12% de la producción total bruta. Las centrales nucleares sin embargo, con una potencia instalada menor del 17%, produjeron el 32% de la energía en 2003. Por su parte, la contribución de las centrales hidráulicas fue del 20%, un 8% superior al del año anterior. La potencia instalada en centrales hidráulicas representa el 36% del total, lo que resalta su importancia. En este sentido, los posibles desvíos en el suministro vienen condicionados por la climatología húmeda o seca, de cada año. Finalmente, las centrales de carbón, que suponen un 24% de la potencia instalada, generaron el 37%. Véase Comisión Nacional de la Energía, CNE (2004): *Información básica de los sectores de la energía*.

⁸ Es la potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

hidraulicidad, las centrales de carbón y fuel-oil redujeron sus producciones en un 9% y un 57% respectivamente⁹.

El cuadro 2 presenta la distribución entre compradores que tuvo en 2003, la producción de energía finalmente vendida. En él destaca la adquisición de un 62% del total por parte de los distribuidores, mientras que las compras de los comercializadores y consumidores cualificados alcanzaron el 32%, lo que significa que la liberalización plena desde enero de dicho año supuso que un importante porcentaje de consumidores ya optaran desde el inicio por la compra de forma directa en el mercado, o a través de un comercializador.

III.1 Competencia de mercado en la oferta de energía eléctrica

Según la teoría económica, en un mercado en competencia perfecta en el que actúan un gran número de oferentes, cada productor toma el precio como dado. Pero si intenta modificarlo unilateralmente al alza, pierde su correspondiente cuota de mercado.

Por el contrario, un mercado en régimen de monopolio permite al único vendedor variar los precios sin temor a perder parte del negocio. Además, su producción es menor y su precio mayor que en competencia perfecta, lo que le reporta un mayor margen de beneficios final, aunque genera sin embargo ineficiencia social, al reducirse el excedente de los consumidores. En la práctica, como regla general los mercados se suelen situar entre ambos extremos.

Desde el inicio de la liberalización en España, el mercado de producción intenta actuar bajo los supuestos de competencia perfecta. Sin embargo, se da una situación en la que principalmente Endesa e Iberdrola tienen todavía gran poder de mercado, lo que les permitiría variar libremente las cantidades de producción y los precios de la electricidad, si así lo estimaran.

En este sentido, la forma más común de ejercer poder de mercado se consigue reduciendo la producción. Este poder será mayor, cuanto mayor sea la concentración existente en el sector, ya que bajo competencia perfecta con libre entrada de empresas, la disminución de la oferta automáticamente sería reemplazada¹⁰. Cuanto más difícil sea establecerse en una determinada industria y mayor tiempo se necesite en conseguirlo, con mayor probabilidad se ejercerá el poder de mercado por parte de las empresas ya establecidas¹¹. En este sentido, se observan ciertas similitudes respecto a la situación actual de la producción de energía eléctrica en España. Por tanto, para facilitar

⁹ Desde el punto de vista hidrológico, el año 2003 fue un año húmedo en su conjunto, alcanzándose un producible hidroeléctrico peninsular de 33.273 GWh, un 15% superior a la media histórica y un 58% superior al registrado en 2002, REE (2003): *El Sistema Eléctrico Español*.

¹⁰ Tal y como se indica en Hunt, S. (2002): *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, Nueva York, EE.UU.: "La mejor solución para el mercado eléctrico de la producción, de evitar el poder de mercado, es disponer de suficientes oferentes que suministren la energía a una demanda fuerte, además de contar con una estricta regulación al respecto de posibles fusiones o concentraciones abusivas...", pág. 95.

¹¹ El tamaño de la empresa juega también un papel importante. Cuanto mayor sea éste en comparación con las del resto de mercado, mayor poder se podrá ejercer.

el establecimiento de las empresas en un determinado sector, se pueden llevar a cabo las siguientes acciones:

- Promover la entrada de nuevos competidores.
- Expandirse en áreas geográficas con problemas de capacidad.
- Limitar acuerdos entre empresas ya establecidas para liberar capacidad, creando mayor competencia en el mercado.
- Diversificar la capacidad existente.
- Asegurar y facilitar la salida del mercado a las empresas que así lo consideren.

Existen también otros mecanismos que si se establecen, controlan los excesos de poder de mercado. Para los mercados de electricidad, éstos serían:

- Desarrollar una fuerte demanda, asegurando su estabilidad en el tiempo y disponiendo a su vez, de cantidades de carga para responder a incrementos de los precios. De esta forma, la mayor parte de la posible concentración en el sector desaparecería.

- Asegurando la cobertura de la producción mediante contratos de energía eléctrica, dejando un porcentaje menor para negociar a través del *pool* de la electricidad. Es decir, cuanto mayores sean los contratos bilaterales realizados y por tanto, mayor la energía eléctrica contratada a través de ellos, mayor estabilidad existirá en el suministro, los precios estarán establecidos de antemano y menor será la volatilidad que pudieran experimentar éstos en el mercado mayorista.

Soluciones más drásticas al problema, vendrían dadas en materia de regulación, bien con el establecimiento de precios máximos o *cap prices*, restricciones de la oferta o incluso control de los beneficios obtenidos por las empresas¹².

III.2 Índices de concentración y poder de mercado

Tal y como se afirma en el primer teorema fundamental de la economía del bienestar, “Si no hay poder de mercado, entonces la solución de equilibrio es eficiente”. La realidad nos indica que el poder de mercado varía de un sector a otro, dependiendo de las características económicas de cada uno y que no se pueden realizar mediciones globales para el conjunto de la economía. Existen mercados para los que el modelo de competencia perfecta es una buena aproximación pero no así en otros, en donde existen divergencias importantes entre precios y costes marginales. Entre los factores que influyen en el grado de competencia figuran los siguientes:

¹² En Hunt, S. (2002): *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, Nueva York, EE.UU., pág. 101, se exponen con detalle estas posibles medidas.

- Competencia real entre las empresas del mercado.
- Amenaza de entrada de nuevos competidores.
- Amenaza de productos sustitutivos.
- Poder de negociación de los proveedores.
- Poder de negociación de los clientes.

En general, el poder de mercado depende de la elasticidad de la demanda y de la estructura de la oferta, siendo ambas las que determinan el nivel de competencia entre los productores. Si el mercado actúa en competencia perfecta, la elasticidad de la demanda es casi irrelevante en la determinación de los precios ya que la competencia es muy fuerte. Por contra, en monopolio sí que tiene mucha importancia, al no existir competencia efectiva¹³.

Por tanto, el poder de mercado suele ser mayor cuanto mayor es la concentración. Aún así, se pueden dar otro tipo de situaciones por las que las empresas más eficientes tienen mayores cuotas de mercado y sin embargo, actúan de forma similar a la competencia perfecta. Siendo esto verdad, no se cumpliría plenamente la teoría del bienestar social.

En cuanto a las medidas de concentración, los índices utilizados nos dan un valor que depende tanto del número de empresas que componen la industria como de la estructura de sus cuotas de mercado. Un Índice de Concentración (IC) debe ser proporcional a la ordenación que establece la curva de concentración, debe aumentar si una empresa aumenta su cuota de mercado en detrimento de otra menor y debe tener en cuenta todas las entradas y salidas de empresas en el sector (Segura, 1993).

Entre los IC más utilizados, en primer lugar se encuentra el de tipo C_k que es una familia de índices, tal que:

$$C_k = \sum_{i=1}^k s_i$$

donde s_i es la cuota de mercado de la empresa i , ordenando las empresas por orden decreciente de cuota de mercado. El valor de C_k varía entre k/n , donde n es el número total de empresas y 1. Estos valores equivalen a la concentración mínima y máxima, respectivamente. Cuando todas las empresas tienen la misma cuota de mercado, la concentración es mínima.

En segundo lugar, se encuentra el Índice de Herfindahl (IH), que se define del siguiente modo:

¹³ En los modelos de competencia imperfecta, ambos factores sí son relevantes para determinar el precio en el mercado. Se tiene en cuenta tanto la elasticidad de la demanda como la estructura de la oferta. En Ocaña, C. y Romero, A. (1998): "Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España", CNSE, DT 002/98, febrero.

$$IH = \sum_{i=1}^n s_i^2$$

donde s_i es la cuota de mercado de la empresa i y n es el número total de empresas, representando IH la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de las empresas. Cuanto menor sea la cuota de mercado que posee una empresa, menor es su aportación al índice. Por ejemplo, para porcentajes de 0,1% o menores, la aportación al valor de IH es insignificante. En este sentido, cuanto más diversificado esté el mercado, más competitivo es y menor es la medida que se obtiene. Por el contrario, el valor máximo que puede alcanzar es 10.000, equivalente a la concentración máxima y que correspondería a un mercado en el que opera una única empresa con el 100% de la cuota, es decir, un monopolio¹⁴. Por tanto, los niveles de competencia están relacionados con las cuotas de mercado de las empresas, así como con la evolución que van experimentando a lo largo del tiempo.

Resumiendo desde el punto de vista teórico, los IC en general suelen presentar ciertos inconvenientes, ya que en lugar de desarrollar procedimientos directos de estimación de los márgenes entre los precios y el coste marginal, proporcionan estimaciones indirectas del poder de mercado. Sin embargo son muy útiles, ya que con ellos se obtienen valores aproximados y además son fáciles de calcular.

Resultados

En el cuadro 3, aparecen las medidas de concentración en la producción de energía eléctrica, calculadas tanto con anterioridad a la liberalización, como al comienzo del proceso y una vez establecido éste en años posteriores. Estas medidas, se han calculado con las dos y las cuatro primeras empresas productoras es decir, C_2 y C_4 respectivamente, así como con el IH .

C_2 y C_4 presentan altos porcentajes de concentración horizontal. Para C_2 , se observa un incremento importante en 1998 hasta el 55,18%, desde el 46,20% de 1990. Esto se debe a que justo cuando comienza la liberalización, Endesa se privatiza y absorbe la producción de las compañías participadas por el Estado es decir, FECSA¹⁵ y Sevillana de Electricidad principalmente. Lógicamente, su poder de mercado aumentó en ese momento, alcanzando una cuota cercana al 37% en 1998 y que prácticamente ha mantenido estable a lo largo del tiempo, hasta un 33% para el 2002.

En 2002 sin embargo, los valores de C_2 y C_4 descienden, aunque de forma sensible. Analizando las cifras de producción, se observa como Endesa e Iberdrola efectivamente disminuyen sus porcentajes y que a su vez éstos se ven compensados aunque en menor parte, por

¹⁴ En el mercado de electricidad son utilizados los dos. De todas formas, no existe un consenso generalizado acerca de a partir de que niveles, el poder de mercado es o no alto. Aún así, se considera que para el IH , un resultado de entre 1.500 y 2.500, da una medida acertada de alta concentración.

¹⁵ Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.

Hidrocantábrico, que lo aumenta hasta un 6% desde el 3,76% del año anterior. Asimismo, aparece Electra de Viesgo en el mercado, directamente con un 4% de la producción y en menor medida Gas Natural, con un 1%. A pesar de este comportamiento a la baja tanto en C_2 como en C_4 , no se ha mantenido en los años posteriores.

La interpretación de los niveles obtenidos para IH es similar. En 1998 hubo un aumento de la concentración en la actividad como consecuencia de la reorganización de Endesa, alcanzándose un valor de 1.936. Posteriormente se han obtenido valores muy parecidos, disminuyendo mínimamente en 2002 hasta los 1.642 puntos¹⁶.

Como ya se ha indicado, valores comprendidos entre los 1.500 y los 2.500 puntos, corresponden a situaciones de alta concentración horizontal. En este sentido, aunque parezca que la disminución del IH hasta 1.642 sea un indicio de mayor competitividad, la evolución posterior no ha confirmado este extremo.

No cabe decir por tanto, que la liberalización haya traído consigo mayor competencia de mercado y menores niveles de concentración horizontal. Si se toman los valores alcanzados por IH durante el período 1998-2001 y se comparan con los de 1985 y 1990, la situación es similar, existiendo incluso en la actualidad un mayor número de agentes productores. La misma interpretación merece la evolución de C_2 y C_4 .

III.3 Concentración¹⁷ de la producción y competencia de mercado

A modo de resumen, la actividad de generación de energía eléctrica en España, si bien se encuentra liberalizada, está muy concentrada en cuatro empresas: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico, siendo, además, el coste de la generación el más importante de la factura eléctrica. Un informe sobre el funcionamiento del mercado de generación eléctrica¹⁸, afirmaba que Endesa e Iberdrola podrían manejar precios independientes del resto del mercado. El mercado por tanto, no podría ser competitivo hasta que entrasen nuevos agentes y recortasen el poder de mercado de al menos, estas dos eléctricas.

¹⁶ En este sentido, los aumentos o disminuciones en las cuotas de mercado de las mayores empresas, afectan en mayor medida a IH, ya que se calculan elevadas al cuadrado. Por esta razón, la bajada del 2% de Endesa en 2002, provocó una mayor variación del valor del índice, que la subida del 2,4% de Hidrocantábrico.

¹⁷ La concentración horizontal representa el número de empresas que operan dentro de una misma actividad del ciclo productivo. Cuanto menor sea este número, mayor concentración habrá y viceversa. El grado de concentración vertical viene explicado por la integración vertical, que supone la entrada de una determinada empresa en las actividades relacionadas con su ciclo de producción completo (en este caso generación, transporte, distribución y comercialización) convirtiéndose así en su propio proveedor, si la integración es hacia adelante, o en su propio cliente si lo es hacia atrás. Cuanto mayor sea el número de actividades en que dicha empresa se encuentre operando, mayor será el nivel de concentración vertical.

¹⁸ En Ruiz Molina, M^a. E. (2003): *Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el consumidor*, Universitat Jaume I, se menciona el informe encargado en 1998 al respecto, por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) a la consultora London Economics.

Teóricamente, si la estructura de la oferta en el mercado de generación fuera tal, que ningún productor tuviese poder de mercado, se establecería un precio igual al coste marginal. Sin embargo, en realidad lo que predomina es una situación en la que compiten bastantes productores, de los cuales unos pocos tienen capacidad para alterar los precios.

La concentración de la producción, refleja la existencia de empresas que disfrutan de una fuerte posición de dominio. Esta estructura condiciona claramente la entrada de cualquier nuevo agente en la actividad, ya que se convertiría con el sistema actual del *pool*, en un agente precio-aceptante sin margen para operar en precios en el mercado. Esto implica dificultades a la hora de colocar su producción, corriendo el riesgo de expulsión del mercado, si las empresas dominantes fuerzan una bajada de precios.

Su estrategia no sería otra que ofertar toda su producción a un precio tal, que a la empresa dominante no le fuera rentable fijar un precio inferior. De esta forma, maximizaría su capacidad y obtendría una remuneración marcada por el precio establecido. Por tanto, aún no es posible hablar de un mecanismo de formación de precios de mercado en competencia perfecta ya que además, las grandes compañías eléctricas mantienen estrechos vínculos tanto fuera como dentro del sector¹⁹, de forma que tienen poder real para ejercer influencia sobre la evolución de los precios e incentivos para establecer prácticas de colusión²⁰.

Resultados

A marzo de 2005 se encuentran registrados por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), 21 productores de energía eléctrica en régimen ordinario y 137 en régimen especial. Ésta estructura de generación está copada por Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico²¹.

En el cuadro 4, aparecen las cuotas de producción de energía actualizadas, las cuales corroboran los elevados niveles de concentración en la actividad generadora. Si se suman las cuotas de producción de Endesa e Iberdrola resulta un 50,49% del total y si añadimos la producción de Unión Fenosa e Hidrocantábrico, ésta asciende hasta un 65,40%. Además, si se comparan estos resultados con los obtenidos para el 2002 y que figuran en el cuadro 3, se observa como son idénticos. Por lo tanto, durante los años 2003 y 2004 la situación no ha variado. Sigue existiendo capacidad para ejercer poder de mercado por las principales productoras²², aún habiéndose incrementado el número de participantes desde los 129 hasta los 137.

¹⁹ Vínculos derivados de sus relaciones históricas, al ser éste un sector maduro en el que hay compañías centenarias.

²⁰ León, A. y Rubia, A. (2001): "Comportamiento del precio y volatilidad en el *pool* eléctrico Español", *Documento de Trabajo, IVIE, WP-EC 2001-04*.

²¹ La composición del parque de generación de estos grupos empresariales está muy diversificada, contando con centrales de generación hidráulica, generación térmica convencional y generación nuclear.

²² Sin embargo, sí se observan variaciones de las cuotas de mercado entre las cuatro compañías, aunque no de forma significativa.

Asimismo, los principales productores en régimen ordinario también participan en la producción de electricidad en régimen especial²³, operando directamente o como propietarias de parques eólicos y otros centros de generación. Por tanto, parte del 13,44% que indica el cuadro 4 en cuanto a producción generada en este régimen, corresponde a las grandes Compañías eléctricas y que debe añadirse al régimen ordinario de cada una de ellas, lo cual les incrementa en mayor medida su cuota final de producción.

Esta situación no se ve mejorada por la oferta internacional de los agentes externos, la cual resulta muy limitada por la escasa capacidad de las interconexiones con el sistema europeo, a través de Francia²⁴. En este sentido, existen conversaciones para crear un mercado ibérico de electricidad entre España y Portugal, de manera que la oferta de electricidad se viera incrementada. Sin embargo, no es de esperar entradas de nuevas empresas en el sector.

Hechos destacables

En materia legislativa, el RD-L 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, es un ejemplo de medida anti-concentración, ya que con él, se pretendía limitar la presencia de los grupos eléctricos con cuotas significativas del mercado²⁵.

Pero a pesar de esta medida apuntada, ciertos capítulos recientes han intentado concentrar aún más el sector eléctrico. En este sentido, un hecho tan relevante como el intento de fusión de Endesa e Iberdrola en enero de 2001²⁶, evidencia que aún se encuentra lejos de operar en competencia perfecta.

Otro de los episodios destacables, fue el intento de adquisición en el 2000 de Hidrocantábrico por parte de Unión Fenosa, mediante una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por el 100% del su capital. Al respecto, el expediente del Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) publicado

²³ A través de empresas como Iberdrola Diversificación, S.A., Iberdrola Ingeniería y Consultoría, S.A., Endesa Cogeneración y Renovables, S.A. o Unión Fenosa Energías Especiales S.A., entre otras.

²⁴ Los intercambios internacionales han producido un saldo neto exportador en 2004, resultante de los intercambios con Portugal, Francia, Andorra y Marruecos. Las importaciones de Portugal ascendieron a 976.010 MWh y las exportaciones a 7.574.520 MWh. Las importaciones con Francia fueron de 7.084.568 MWh y las exportaciones de 1.862.200 MWh. Las importaciones de Marruecos fueron de 6.480 MWh y las exportaciones de 1.587.336 MWh. Sin embargo, los flujos económicos no son comparables, al desconocerse el precio al que se intercambia la energía a través de los contratos bilaterales, aunque hay que tener en cuenta que no tienen un volumen significativo.

²⁵ Supuso un duro golpe para los ingresos esperados de las compañías, ya que se aprobaron, entre otras, limitaciones de crecimiento de las grandes empresas eléctricas, la disminución del pago por garantía de potencia o el aceleramiento del plazo de liberalización total del consumo al año 2003.

²⁶ El TDC dictaminó: "El Tribunal considera por unanimidad que la operación de absorción de Iberdrola por Endesa, en los términos en que ha sido notificada, crearía una posición de dominio que obstaculizaría el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado español de la electricidad, por lo que resultaría adecuado declararla improcedente...", aunque consideró también que la operación se podría aprobar, bajo el cumplimiento de una serie de condiciones. TDC (2000): *Expediente de Concentración Económica Endesa/ Iberdrola C 60/00*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

posteriormente, expresaba de forma clara y contundente su oposición y negativa a la operación, ante los elevados niveles existentes de concentración en la generación y comercialización dentro del sector²⁷.

Por tanto, da la impresión de que las 4 grandes compañías eléctricas, han pretendido crear nuevos oligopolios privados en sustitución del pasado monopolio estatal, mediante la creación de alianzas cuyas consecuencias hubieran sido muy negativas para la competencia de mercado y lo más importante, para el consumidor final.

IV. La problemática de los Costes de Transición a la Competencia

Los Costes de Transición a la Competencia (CTC's), surgen en 1998 como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico en España. En este nuevo marco, inicialmente se establece que las empresas eléctricas que sean titulares de instalaciones de producción tienen derecho a percibir una retribución o compensación por la disminución de ingresos que supuestamente tendrán, como consecuencia de la creación de un mercado de electricidad bajo régimen de competencia perfecta y en el que los precios serían menores.

El principal argumento a favor de estas compensaciones, radica en que las empresas no podrían amortizar las inversiones que han ido desarrollando a lo largo del tiempo y que han dejado de ser eficientes en un contexto en donde sus nuevos competidores, con mejor tecnología, ofrecerán precios más bajos.

Se estableció un período máximo de 10 años para la percepción de los CTC's, cuya cuantía inicialmente fijada por el gobierno, ascendía a 12.000 millones de euros aproximadamente. Esta cantidad consta de tres partidas (López Milla, 1999):

- La asignación que compensa el sobrecoste ocasionado por la utilización de carbón nacional y que se divide en dos partes:
 - Las compensaciones a las empresas que mantenían existencias de carbón autóctono a diciembre de 1997.
 - El pago de una prima a los titulares de instalaciones de generación que consumen carbón nacional.

²⁷ Se indicaba, lo siguiente: "...en la precaria situación actual de las condiciones de competencia en los mercados eléctricos relevantes, la proyectada adquisición de Hidrocarburo por Unión Fenosa implica un claro riesgo de serio deterioro de la competencia efectiva. En el mercado de generación, aumentaría significativamente el ya elevado grado de concentración existente y la empresa resultante de la operación de concentración ejercería su actividad en un contexto en el que las ventajas asociadas a un comportamiento orientado a alcanzar un equilibrio competitivo del mercado serían inferiores a las susceptibles de ser conseguidas mediante un equilibrio cooperativo con sus dos rivales, entendiéndose por tal el caracterizado por un precio del pool superior al coste marginal..." TDC (2000): *Expediente de Concentración Económica Unión Fenosa/ Hidrocarburo C 54/00*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

- La asignación general.
- La asignación específica, destinada a la financiación de los planes extraordinarios:
 - Por aparición de dificultades financieras especiales.
 - Paradas técnicas de larga duración por averías imputables a causas ajenas a la empresa.

Por tanto, los CTC's compensan las inversiones realizadas que no se pueden recuperar mediante los ingresos generados por la venta de electricidad. Los cálculos realizados para su determinación²⁸, tienen en cuenta el escenario de un mercado que actúa de forma competitiva. En este sentido, se estableció que si el precio en el mercado superaba la referencia óptima marcada, las empresas podían recuperar una mayor proporción de los costes fijos, reduciéndose por tanto el importe de los CTC's a percibir. Se estableció como referencia un precio medio de 6 Ptas. /Kwh., por lo que si los ingresos anuales obtenidos por las empresas superaban este límite, se debía descontar la diferencia resultante de los CTC's pendientes²⁹.

En cuanto al esquema inicial de liquidación de CTC's, establecido por sistema de diferencias, era el siguiente:

CTC's = Inversión no recuperada a través del mercado

$$CTC's = \frac{\text{Valor neto contable activos de generación instalados a 31-12-1995}}{\text{Ingresos del mercado destinados a recuperar costes fijos}}$$

Este sistema fue modificado en enero de 1999. De esta forma, la mayor parte de los CTC's pasaron a percibirse mediante un porcentaje fijo³⁰ del 4,5% sobre la tarifa aplicada a los consumidores³¹.

²⁸ El procedimiento completo de cálculo, puede analizarse también en López Milla, J. (1999): *La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*, Tesis Doctoral, Universidad de Alicante, págs. 200-202.

²⁹ En base a la Disposición Transitoria 6ª.3 de Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

³⁰ Con este método de reparto de porcentajes fijos, las empresas establecieron estrategias consistentes en aproximar sus cuotas de mercado al porcentaje de participación en las compensaciones, tal y como indican León, A. y Rubia, A. (2001): "Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico Español", *Documento de Trabajo, IVIE, WP-EC 2001-04*.

³¹ El nuevo sistema formaba parte de un acuerdo entre el Gobierno español y las empresas, por el que se reducía la cuantía máxima de los fondos a percibir, pero reconocía al mismo tiempo el derecho formal de las eléctricas a cobrar CTC's valorados en 8.000 millones de euros aproximadamente, permitiendo además si se estimaba, realizar operaciones de titulización de activos por dicho importe.

IV.1 Los CTC's y su influencia en los precios negociados

En general, las variaciones en los precios vienen determinados por los factores comunes a cualquier mercado de electricidad competitivo, como son los niveles de oferta y demanda, la evolución general de la economía o las variables climáticas y meteorológicas, que afectan principalmente a los niveles de hidraulicidad. Pero en el caso español se tienen muy en cuenta además, los siguientes factores:

- La liberalización del sector.
- El acceso de consumidores finales al mercado de electricidad.
- Las expectativas de cobro de los CTC's por las principales empresas eléctricas y que como hemos visto, condicionan el volumen de ingresos totales en cuanto a la producción de energía eléctrica.

Cuando comenzó la liberalización, se pudo observar como en las series de precios de mercado, se daban incrementos puntuales que rompían la tendencia establecida. Las causas respondían al intento inicial de Endesa e Iberdrola, de conseguir una cuota de mercado óptima que maximizara el ingreso total procedente del mercado, así como el cobro de los CTC's.

Se supone que fueron fijadas estrategias de precios máximos de manera premeditada. De esta forma, el mercado no actuaba de forma competitiva, sino más bien bajo un sistema de oligopolio. Es por esto por lo que la CNSE³² en aquel momento, detectó “anomalías”, en especial en el comportamiento de Endesa e Iberdrola y que afectaban a las gestiones del operador del sistema en el mercado de electricidad. Estas incidencias estaban relacionadas con el poder de mercado que ejercía cada una de ellas.

Con respecto a Endesa, los procesos analizados por anomalías fueron el mecanismo de resolución de restricciones técnicas y el mercado de gestión de desvíos. Respecto a las restricciones técnicas, se observó como los precios de las ofertas realizadas eran muy superiores tanto a los precios de referencia establecidos, como a las estimaciones realizadas con estos precios.

En el mercado de gestión de desvíos, se constató un exceso de posición dominante de la compañía, tanto por una imposición no equitativa del precio, ya que el algoritmo empleado por Endesa para su cálculo era inadecuado, como por el establecimiento de una producción encaminada a eliminar a los demás competidores, ya que obligaba a una asignación total pero no parcial de la

³² La CNSE era el órgano vigente encargado por aquel entonces, de la supervisión y control del mercado de electricidad.

oferta realizada. Esta situación fue común tanto al mecanismo de gestión de desvíos a subir, como al de bajar³³.

En cuanto a Iberdrola, el proceso analizado fue el mercado de gestión de desvíos, por las mismas causas que Endesa, pero agravadas por la utilización de recursos hidráulicos en la realización de las ofertas, cuyos precios suelen ser bajos y que sin embargo, se detectó que habían sido incrementados en exceso, al utilizar para su cálculo, un algoritmo que no era el adecuado³⁴.

No vuelven a observarse comportamientos de este tipo, tras el cambio en 1999 del sistema de liquidación de los CTC's, lo cual no deja de ser significativo. A partir de ahí, las variaciones detectadas en los precios negociados en el *pool* de la electricidad son debidas principalmente a circunstancias naturales inherentes a los mecanismos de producción³⁵.

IV.2. La posición de la Unión Europea

Aparte de los comportamientos descritos, otro de los aspectos que crearon incertidumbre en cuanto a los CTC's, fueron las dudas que inicialmente manifestó la CE respecto a su cobro total. Sin embargo, posteriormente fueron considerados como un compromiso de pago empleado no solo en España, sino en otros países de la Unión. La posición de la Comisión Europea ha sido la siguiente³⁶:

- Justifica la existencia de los CTC's como una transferencia de pago por compensación a determinados productores, financiado por medio de una tarifa que será repercutida a los consumidores³⁷.

- Está de acuerdo con el esquema y la cantidad a compensar de los CTC's, llegando incluso a afirmar que las pérdidas netas para las empresas, son superiores a las cantidades fijadas, en este caso por el Gobierno español.

- Garantiza que nadie cobrará más de lo establecido, en referencia al límite marcado de 6 Ptas./Kwh.

Aún así, dada la fuerte concentración horizontal del sector eléctrico español, en el que las compañías siguen teniendo capacidad para ejercer poder de mercado, no sería de extrañar que

³³ CNSE (1999b): *Análisis de la participación de Endesa en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Consejo de Administración de la CNSE, P 005/99, julio.

³⁴ CNSE (1999a): *Análisis de la participación de Iberdrola en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Consejo de Administración de la CNSE, P 004/99, julio.

³⁵ Esta afirmación se debe matizar. Es cierto que la aplicación del porcentaje fijo en el cobro de los CTC's, generó mayor seguridad en las eléctricas en cuanto a la obtención de sus compensaciones, pero nunca ha desaparecido totalmente la incertidumbre al respecto, por lo que esta situación ha podido seguir influenciando en los precios negociados en el *pool*.

³⁶ Endesa (2005): *Costes de Transición a la Competencia (CTC)*, marzo.

³⁷ La imposición de los CTC's se puede considerar como un juego de suma cero, ya que las compensaciones que por este concepto perciben las compañías son pagadas por los consumidores. Por tanto, la cantidad que pierde un jugador es exactamente la que gana el otro. En López Milla, J. (1999): *La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*, Tesis Doctoral, Universidad de Alicante, pág. 392.

volvieron a surgir intentos por alterar los precios en el mercado de electricidad, sobre todo cuando las expectativas de cobro futuro de los CTC's fuesen desfavorables, si es que lo llegan a ser³⁸.

V. Conclusiones

La liberalización del sector eléctrico en España comenzó en 1998 con la entrada en vigor de la Ley 54/1997. Su principal objetivo ha sido implantar y consolidar en las actividades liberalizadas, mecanismos sólidos de actuación que permitan la libre intervención de todos los agentes bajo un modelo de competencia perfecta.

Una de las actividades liberalizadas es la producción de electricidad. Y para medir hasta que punto lo está siendo, se han utilizado los índices de concentración, que son estimadores indirectos del poder de mercado y cuyo uso está justificado por cuanto que son fáciles de calcular y reflejan una situación más o menos competitiva en el mercado. Al respecto, los resultados obtenidos no son muy alentadores ya que muestran que aún existe un elevado nivel de concentración horizontal, mayor incluso que en muchos países de nuestro entorno. Por lo tanto, si bien la generación de electricidad está liberalizada, ésta no actúa de forma competitiva. La producción se encuentra altamente concentrada en 4 compañías, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico y el poder de mercado que ejercen es muy alto, lo que representa un hándicap a su vez para el sector eléctrico en general.

Además, el parque de generación de electricidad en estos 4 grupos está muy diversificado ya que lo componen Centrales de generación hidráulica, térmica convencional y nuclear, lo que les asegura en mayor medida el mantenimiento de sus niveles de producción. Para que la actividad fuera totalmente competitiva, sería necesaria la entrada de nuevos agentes productores que disminuyeran esas altas cuotas de mercado. Y aunque esa entrada está siendo efectiva, ya que cada vez existe un mayor número de agentes registrados, sus cuotas son tan pequeñas que no se aprecian cambios significativos que mejoren la situación.

Es necesario por tanto, una disminución de la concentración horizontal en la actividad generadora. Se han tomado medidas y se deberán tomar aún más, aunque los resultados hasta ahora hacen dudar de su efectividad. Por ejemplo, mediante la desinversión de activos se conseguiría disminuir el poder de mercado y sin embargo, ésta es una medida de carácter drástico a imponer por

³⁸ Un argumento contrario, aparece en Endesa (2005): *Costes de Transición a la Competencia (CTC)*, marzo, en donde se argumenta que los CTC's no distorsionan el funcionamiento normal del mercado (aunque con alguna salvedad). Las distorsiones vendrían dadas por las ineficiencias existentes tanto en las restricciones técnicas, cuyo servicio es no competitivo por naturaleza y en el que los precios medios son muy elevados, como en los servicios complementarios, en los que domina la tecnología hidráulica embalsable y donde principalmente la regulación secundaria, también opera como un mercado no competitivo.

el gobierno y que parece no contemplarse por ahora, ya que se opera en un entorno liberalizado bajo mecanismos de no intervención.

Por otra parte, mediante el RD-L 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, se ha pretendido limitar la presencia de los grupos eléctricos con importantes cuotas de mercado. Sin embargo, la aplicación de este RD-L tal y como reflejan algunos acontecimientos, produjo la reacción contraria por parte de las 4 compañías eléctricas. A raíz de los intentos de fusión entre Endesa e Iberdrola y de adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa, parece que la tendencia en el mercado eléctrico ha sido la de mantener que no disminuir, el poder de mercado de los grandes grupos.

Y no solamente cabe hablar de alta concentración horizontal, sino también de concentración vertical. Aunque no está permitido que una misma empresa ejerza simultáneamente las actividades de producción y distribución, esto sí que es posible por Compañías diferentes que pertenezcan al mismo grupo empresarial. De esta forma, las grandes Eléctricas a través de sus grupos empresariales, están presentes en todas las actividades. Es por tanto una situación común a todo el sector y que al fin y al cabo es al consumidor final a quién realmente le puede perjudicar, al carecer de plena libertad de elección. En realidad, no solamente es en la generación de electricidad donde se debe fomentar una mayor competencia, también debe hacerse en la comercialización.

También el precio se ve afectado por los niveles de concentración de la producción. En este sentido, las grandes compañías tienen poder real para ejercer influencia sobre la evolución de los precios en el mercado mayorista, principalmente en el diario. Se ha mencionado cómo según ciertos informes realizados, Endesa e Iberdrola podrían manejar precios independientes del resto del mercado, que junto con ciertas políticas restrictivas en la oferta de energías, crearían un equilibrio no competitivo y más favorable a sus intereses.

Por otra parte, entre los costes que condicionan los precios del mercado mayorista destacan los CTC's por su importancia, ya que causaron incertidumbre respecto su total o parcial recuperación por las Compañías eléctricas. En un primer momento, el sistema establecido para su cobro provocó incluso la intervención de la por aquel entonces CNSE, que detectó ciertas anomalías en la estructura de los precios del *pool* encaminadas a la fijación de precios excesivos por parte de Endesa e Iberdrola para conseguir la maximización tanto de los ingresos por la venta de electricidad, como de los cobros de los CTC's.

Y aunque dejaron de darse estos episodios, ya que se modificó el sistema de compensación inicial para permitir una mayor facilidad en los cobros, la incertidumbre se mantuvo en parte alimentada por la posición inicialmente contraria de la Comisión Europea al respecto. Al final, esta incertidumbre lo fue en menor medida, ya que rectificó su posición con posterioridad.

Por ello, no es descartable que al existir una fuerte concentración horizontal en el sector eléctrico español, las grandes Compañías eléctricas pudieran volver a utilizar su poder de mercado para alterar los precios en el *pool* de la electricidad, si en algún momento las expectativas de cobro futuro de los CTC's se tornaran de nuevo pesimistas.

Bibliografía

- CNE (2004): *Anexo e Información básica de los sectores de la energía*.
- CNSE (1999): *Análisis de la participación de Iberdrola en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Consejo de Administración de la CNSE, P 004/99, julio.
- CNSE (1999): *Análisis de la participación de Endesa en ciertos episodios anómalos en los mercados de energía eléctrica gestionados por el operador del sistema*, Consejo de Administración de la CNSE, P 005/99, julio.
- ENDESA (2005): *Costes de Transición a la Competencia (CTC)*, marzo.
- HUNT, S. (2002): *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, Nueva York, EE.UU.
- LEON, A. y RUBIA, A. (2001): "Comportamiento del precio y volatilidad en el *pool* eléctrico español", *Documento de Trabajo, IVIE, WP-EC 2001-04*.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- LÓPEZ MILLA, J. (1999): *La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*, Tesis Doctoral, Universidad de Alicante.
- OCAÑA, C. y ROMERO, A. (1998): "Una simulación del funcionamiento del *pool* de energía eléctrica en España", *CNSE, DT 002/98*, febrero.
- OMEL (2005): *Mercado de Electricidad. Evolución del Mercado de Producción de Energía Eléctrica*, abril.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.
- REE (2003): *El Sistema Eléctrico Español*.

RUIZ MOLINA, M^a. E. (2003): *Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el consumidor*, Universitat Jaume I.

SEGURA, J. (1993): *Teoría de la Economía Industrial*, Civitas, Madrid.

TDC (2000): *Expediente de Concentración Económica Unión Fenosa/ Hidrocantábrico C 54/00*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

TDC (2000): *Expediente de Concentración Económica Endesa/ Iberdrola C 60/00*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

Cuadro 1

Balance anual de explotación

Balance peninsular de energía en GWh

Origen	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Hidroeléctrica	33.992	24.171	27.842	39.424	22.559	38.773
Nuclear	59.003	58.852	62.206	63.708	63.016	61.875
Carbón Nacional	50.176	59.433	62.769	55.377	65.549	59.072
Carbón Importación	10.014	12.882	13.605	12.714	13.193	13.177
Gas Natural	2.396	3.090	4.380	5.420	11.819	18.683
Fuel-Oil	3.262	6.835	5.869	6.978	9.996	4.343
Producción Bruta	158.843	165.263	176.671	183.621	186.132	195.922
Consumos Producción	6.309	7.224	7.827	7.584	8.346	8.061
Producción Neta	152.534	158.039	168.844	176.037	177.786	187.861
Adquirido Autoproducción	19.615	24.280	26.526	30.121	34.127	39.761
Producción Total Neta	172.149	182.319	195.370	206.158	211.913	227.622
Consumo Bombeo	2.588	3.666	4.907	4.131	6.957	4.678
Saldo Internacional	3.402	5.719	4.441	3.458	5.329	1.264
Demanda BC ³⁹	172.963	184.373	194.904	205.485	210.285	224.208

Elaboración propia a partir de datos en CNE (2004): *Anexo Información básica de los sectores de la energía*, pág.11.

Cuadro 2

Energía Neta GWh

Unidades de Venta 2003		Unidades de Compra 2003	
Tipo	Energía GWh	Tipo	Energía GWh

³⁹ Demanda en Barras de Central (BC) hace referencia a la energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo, habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

Régimen Ordinario	188.874	Distribuidores	126.256
Régimen Especial	7.116	Comercializadores y Consumidores Cualificados	65.562
Importaciones REE	4.170	Consumos Bombeo	5.254
Importaciones Agentes Externos y Comercializadores	4.377	Exportaciones REE	2
Fuente: CNE (2004): <i>Información básica de los sectores de la energía</i> , pág. 39.		Exportaciones Agentes Externos y Comercializadores	7.464

Cuadro 3

Indicadores de concentración horizontal de generación de energía eléctrica

	1985	1990	1998	1999	2001	2002
C₂ (%)	44,00	46,20	55,18	53,24	54,59	50,14
C₄ (%)	-	-	68,70	67,61	68,19	65,58
IH	1.500	1.600	1.936	1.885	1.849	1.642

Elaboración propia a partir de datos en CNE (2004) y (2000): *Anexo Información básica de los sectores de la energía*, págs. 65-66 en ambos y López Milla, J. (1999): *La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*, Tesis Doctoral, Universidad de Alicante, pág. 363.

- C₂ calculado con las cuotas de producción de Endesa e Iberdrola.
- C₄ calculado con las cuotas de producción de Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocontábrico. La cuota correspondiente a Hidrocontábrico, es menor que las correspondientes a las centrales nucleares de Almaraz y Vandellós para todos los años y la de Trillo para 2001 y 2002. Sin embargo, está incluida por se una Compañía eléctrica participada con capital privado.
- C₂ y C₄ no calculados para 1985 y 1990.
- Para los años 1998 y 1999, los cálculos de Endesa se realizan agregando las cuotas de todas las eléctricas pertenecientes al grupo. Para 2001 y 2002, los datos oficiales ya son homogéneos.
- Los valores obtenidos para IH, son aproximados, estando los decimales redondeados al alza.

Cuadro 4

Programa Horario Final Unidades de Producción – Marzo 2005

Agente Titular	Energía MWh	Cuota de Energía %
Endesa Generación	6.695.785,7	29,80
Iberdrola Generación	4.648.514,7	20,69

Régimen Especial	3.019.504,1	13,44
Unión Fenosa Generación	2.260.362,0	10,06
Hidrocantábrico Generación	1.090.259,0	4,85
Viesgo Generación	763.514,4	3,40
Nueva Generadora del Sur	515.411,3	2,29
Gas Natural SDG	464.085,0	2,07
REE	337.723,1	1,50
Tarragona Power	186.433,8	0,83
Bahía de Bizkaia Electricidad	186.368,9	0,83
Eléctrica de la Ribera del Ebro	157.373,0	0,70
Hidroeléctrica Ibérica	154.809,8	0,69
Elcogas	149.034,5	0,66
Corp. Energía Hidroeléctrica Navarra	146.656,0	0,65
Generación Eléctrica Peninsular	109.629,6	0,49
Iberdrola Generación	96.630,1	0,43
Electricité de France	89.761,0	0,40
Rede Eléctrica Nacional	86.120,5	0,38
S.A. Industrias Celulosa Aragonesa	60.458,4	0,27
Endesa Cogeneración y Renovables	59.527,4	0,26
Repsol Química	56.459,9	0,25
Otros	1.138.145,0	5,05
Total	22.472.567,2	100

Fuente: OMEL (2005): *Mercado de Electricidad. Evolución del Mercado de Producción de Energía*

Eléctrica, abril, pág. 21.