

**LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA:
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ACTIVIDAD TRAS LA
LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Fernando Hernández Martínez

De conformidad con la base quinta de la convocatoria del Programa de Estímulo a la Investigación, este trabajo ha sido sometido a evaluación externa anónima de especialistas cualificados a fin de contrastar su nivel técnico.

ISBN: 84-89116-07-5

La serie **DOCUMENTOS DE TRABAJO** incluye avances y resultados de investigaciones dentro de los programas de la Fundación de las Cajas de Ahorros.
Las opiniones son responsabilidad de los autores.

La producción de energía eléctrica en España:
Análisis económico de la actividad tras la
liberalización del Sector Eléctrico

Fernando Hernández Martínez

Trabajo de Investigación
Dpto. Economía Aplicada e H^a Económica
Facultad C.C. Económicas y Empresariales
UNED

La producción de energía eléctrica en España: Análisis económico de la actividad tras la liberalización del Sector Eléctrico

Fernando Hernández Martínez*
fernandoh@bde.es

Resumen: En el presente trabajo, se expone la situación que tras la liberalización en 1998 del Sector Eléctrico, atraviesa la producción de energía eléctrica en nuestro país. Analiza si se ha conseguido establecer un régimen competitivo de mercado o si por el contrario, se continúa con un escenario parecido al anterior, en el que se ejercía poder de mercado y existía una alta concentración en la oferta, que dificultaban e incluso impedían la libre formación de precios. En este sentido, las conclusiones se apoyan desde la parte cuantitativa, con el cálculo de los Índices de concentración y de poder de mercado para el sector y con una comparativa de precios y cantidades, realizada entre los modelos de Cournot especificado para tres escenarios de demanda y de competencia perfecta. Finalmente, se hace una mención especial a los Costes de Transición a la Competencia, por ser los responsables en ocasiones, de impedir la libre fluctuación de los precios en el mercado, principalmente en los momentos de mayor demanda de energía eléctrica.

Códigos JEL: L11, L94, D41, D43

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

* El autor agradece la dirección y supervisión del prof. José M^a Marín Quemada en la elaboración del presente Trabajo, así como sus comentarios y consejos. Las opiniones y juicios de valor corresponden exclusivamente al autor.

1 Introducción

En el sector mundial de la energía nos encontramos actualmente con varios procesos liberalizadores en marcha, como por ejemplo el que afecta a la energía eléctrica en España. En general, lo que se busca con estas liberalizaciones es conseguir una mayor libertad de elección para el consumidor. Es decir, cuantas más empresas compitan entre sí, mayor será el equilibrio de mercado y a ninguna le interesará imponer precios altos, toda vez que quedaría excluida del mismo. Por tanto, lo que se pretende realmente es eliminar todas las ineficiencias generadas por los monopolios hasta ahora establecidos, facilitando de esta forma un mejor servicio final.

La energía eléctrica es un bien de demanda muy inelástica, que carece de sustitutivos y que de una u otra forma, de su suministro depende necesariamente toda la sociedad. Es por ello por lo que es más fácil ejercer poder de mercado, tanto más si el sector se encuentra altamente concentrado. Y no solamente ocurre con la electricidad, sino también y en mayor medida con el petróleo, con una subida espectacular de precios - llegando hasta los 70 \$/barril - y con una dependencia creciente por la mayor parte de los países, bien como materia prima, bien directamente para su consumo.

Los dos factores principales que impiden la creación de mercados competitivos suelen ser la excesiva concentración, tanto horizontal como vertical y el poder de mercado, los cuales han predominado hasta ahora en la mayor parte de los sectores eléctricos, incluido el español.

Este es el punto de partida del presente trabajo, en el que se expone la situación actual de la producción de energía eléctrica tras la liberalización del sector en España, intentando demostrar si se ha conseguido que el mercado funcione bajo un régimen de competencia perfecta o si por el contrario, se continúa con un escenario más parecido al existente con anterioridad, es decir, con una estructura de alta concentración en la oferta y con ejercicio de poder de mercado.

Desde el punto de vista cuantitativo, se van a calcular los Índices de concentración y de poder de mercado para el sector. Asimismo, se va a realizar una simulación del modelo de Cournot con tres escenarios de demanda, comparando los equilibrios alcanzados

respecto a una situación de competencia perfecta, para ver si realmente el ejercicio de poder de mercado sigue presente en los niveles de producción y de precios ofertados.

A su vez, se va a profundizar en otro tipo de factores que condicionan los comportamientos competitivos y que suelen ocasionar ineficiencia social e imperfecciones en el mercado, tales como la problemática permanente que gira en torno a los Costes de Transición a la Competencia o los continuos intentos de concentración entre compañías, véase por ejemplo el intento actual de adquisición de Endesa por parte de Gas Natural.

Por todo ello, se plantean una serie de preguntas de especial relevancia:

- ¿Con la liberalización del Sector Eléctrico español se está consiguiendo una mayor competencia en el mercado?.
- ¿Se han reducido o aumentado los niveles de concentración horizontal, a la vez que el poder de mercado de las grandes compañías?
- ¿Cómo lo demuestran el análisis y las estimaciones realizadas?
- ¿Han surgido intentos por concentrar aún más el sector eléctrico?
- ¿Tienen las compañías poder real para provocar aumentos en el precio de la energía eléctrica?, ¿Cuál es la evidencia empírica existente al respecto?
- ¿Qué características presenta la producción de energía eléctrica en España?
- ¿Afectan los incrementos en los precios de las materias primas a la producción? y si es así, ¿Se está apostando por el uso de las energías renovables?

De todo ello, se extraerán unas conclusiones que reflejen lo más fielmente posible la situación actual y que propongan medidas para intentar corregir posibles imperfecciones de mercado y desviaciones a los objetivos de liberalización establecidos desde un inicio.

2 Los sectores eléctricos y su liberalización

2.1 Experiencia mundial

Mediante los procesos liberalizadores de los sectores eléctricos, se pretende que la energía eléctrica pueda ser intercambiada en mercados internos de forma competitiva. Son por lo tanto, procesos que se constituyen como mecanismos correctores de situaciones previas de monopolio o de excesiva concentración que venían existiendo.

En general y desde el punto de vista económico, el proceso de liberalización consiste en introducir reglas de competencia y suele ir acompañada de medidas estructurales tendentes en la mayoría de los casos, a reducir los niveles de concentración.

La experiencia mundial es muy extensa en este asunto, encontrándonos con países como Inglaterra y Gales en donde se transformó el monopolio público en tres compañías - dos de ellas privadas -, dedicadas a la producción de electricidad y las cuales a su vez fueron obligadas a realizar una desinversión adicional de sus activos. Otro ejemplo es la reforma del sector eléctrico en California, en donde también se parte de una situación con tres grandes compañías privadas a las que se les ofrece una serie de incentivos para la desinversión de parte de sus activos de producción eléctrica¹.

Por ello, éstos son los dos casos más significativos, los cuales se han convertido a su vez en los antecedentes de otras liberalizaciones energéticas. Dada su importancia y como antecedente al caso español, se realiza a continuación una breve exposición al respecto.

¹ Además de estos dos casos, en Newbery (2002), se realiza una comparativa general de la situación en Europa, además de analizar otros tantos procesos liberalizadores de marcada importancia en países como Chile, Brasil o Argentina, entre otros. La principal conclusión a la que llega es que cada proceso liberalizador tiene una casuística propia y unas circunstancias especiales, por lo que modelos aplicados en unos determinados casos de forma exitosa, no lo han sido así en otros tantos.

Inglaterra y Gales²

La reforma de 1988 partió de la necesidad de reducir el papel del Estado en el sector eléctrico. Se tenía el convencimiento de que la producción de energía eléctrica sería más eficiente sin intervencionismo, realizándose las operaciones libremente en el mercado. Por tanto, la nueva estructura del sector pretendía proporcionar mayores ventajas al mercado a través de una mayor competencia.

En 1990 se adoptó un nuevo modelo organizativo basado en la separación de actividades y en la eliminación de las barreras de entrada. La compañía estatal *Central Electricity Board* (CEGB) había sido realmente un monopolio de la producción, el transporte y la distribución. De ahí que dichas actividades fueran separadas, creándose varias compañías diferentes³.

La reforma ha continuado entre otras, con la sustitución en 2001 del histórico *pool* inglés de electricidad por los nuevos acuerdos de intercambio de electricidad (NETA). Estos acuerdos, consisten en un nuevo sistema de intercambio entre productores y compradores mediante el cual, se realiza la negociación de la compra y venta de energía. El sistema pretende de esta forma promover contratos bilaterales a más corto plazo y aunque no existe realmente un precio *spot* o al contado, se ofrecen dos tipos de precios horarios para ajustar la oferta y la demanda⁴. De esta forma se sustituye la operativa del *pool*, en el que alrededor de un 90% de la energía eléctrica era intercambiada con contratos bilaterales a medio y largo plazo.

La crisis de California

La reforma del sector eléctrico en California se inicia a principios de los años noventa, exigiéndose la liberalización del tendido eléctrico propiedad de las tres⁵ grandes

² La reforma tiene como fin principal: "...La nueva estructura del Sector está diseñada para promover la competencia en la producción y oferta de energía eléctrica y para regular los precios en las actividades en donde la competencia es limitada, tales como el transporte y la distribución..." en Green y Newbery (1992).

³ En cuanto a la producción, se crearon tres compañías diferentes, *National Power*, *PowerGen* y *Nuclear Electric*, las cuales disponían de una cuota global de mercado del 91%. El restante 9% se repartió entre pequeñas compañías independientes y con interconexiones con Francia y Escocia. Por lo que respecta al transporte, se creó la *National Grid Company* (NGC) para actuar como operador de mercado bajo las reglas establecidas en el *pool* de la electricidad. Finalmente, para gestionar la distribución de energía eléctrica se crearon 12 compañías de carácter regional.

⁴ La principal razón que desencadenó estos cambios en el *pool* fue el poder de mercado existente, lo cual creaba una situación de oligopolio estatal.

⁵ Nos referimos a la *Pacific Gas and Electric*, la *Southern California Edison* y la *San Diego Gas and Electric*.

compañías del sector para su utilización por parte del negocio minorista. Sin embargo, su momento culminante fue la crisis de California del período 2000 - 2001, la cual tuvo un efecto “contagio” en el resto de Estados Unidos y en otros países, convirtiéndose en uno de los desencadenantes de los procesos reformistas y liberalizadores en materia energética a nivel mundial.

La situación que desencadenó esta crisis fue la siguiente (Hunt, 2002):

- Precios *spot* de mercado muy altos, con incrementos de hasta diez veces los niveles históricos en los costes energéticos.
- Oferta insuficiente en el suministro eléctrico, provocando numerosos *blackouts* o “apagones” en todo el Estado.
- La situación de bancarrota en la mayor compañía californiana, la *Pacific Gas and Electric* y como consecuencia de otros tantos productores de menor tamaño debido a los impagos ocasionados.

A raíz de estos hechos, se propone un paquete de medidas para que las compañías reduzcan sus tamaños y su excesiva integración vertical en el sector, desinvirtiendo de esta manera parte de su infraestructura destinada a la producción de energía eléctrica.

Se estableció posteriormente un sistema compuesto de varios mercados e instituciones dedicados a la compra y venta mayorista. Entre estos mercados, se encuentran los correspondientes diario e intradiario, éste último de negociación horaria y en el cual se establecen los precios de compra y venta de energía eléctrica disponible en cada una de dichas franjas⁶.

Asimismo, se creó el operador del sistema independiente de California (CAISO) como organismo encargado de la seguridad de las operaciones en el *pool* y de la gestión técnica, mantenimiento y suministro de la energía eléctrica disponible en todo momento para su consumo.

⁶ Una explicación más completa y detallada del funcionamiento de estos mercados se encuentra en Sweeney (2002), págs. 39 y sig.

2.2 Principales características de la liberalización en España

La liberalización se basa originariamente en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico⁷, la cual constituye una profunda reforma con grandes repercusiones sobre la organización de la industria y todos los agentes que intervienen en ella.

El Estado ha tutelado tradicionalmente a las compañías eléctricas debido a su importancia estratégica. Por ello, el histórico monopolio natural en la producción, el transporte y la distribución, con precios de la energía fijados por tarifa debía ser modificado para conseguir entre otros, un incremento de la eficiencia en la producción de energía eléctrica.

La situación del sector eléctrico previa al 1 de enero de 1998, fecha de comienzo del proceso, se caracterizaba por los siguientes aspectos (Ruiz Molina, 2003):

- Propiedad pública y privada con un mercado dominado en un 90% por Endesa.
- Integración vertical en la producción, transporte y distribución.
- Red de transporte separada.
- Retribución basada en costes reconocidos o costes estándar.
- Despacho central coordinado sujeto a restricciones de política energética.
- Tarifa única para cada cliente final.

Surgiendo la necesidad de llevar a cabo tres tipos de medidas:

- Privatización, reduciendo la participación estatal.
- Reestructuración, separando las actividades reguladas y las liberalizadas.
- Liberalización, intentando reducir la concentración y el poder de mercado.

Se permitió la libre elegibilidad para los grandes consumidores de electricidad, extendiéndose posteriormente desde enero de 2003 a todos los consumidores peninsulares y culminando con la total apertura de los mercados minoristas.

⁷ En el ámbito comunitario, el sector eléctrico español se rige bajo la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

De las cuatro actividades del ciclo productivo, las actividades de transporte y distribución son las que permanecen reguladas, mientras que la producción y comercialización son las que se han liberalizado. Se establece de esta manera la incompatibilidad en el ejercicio de las actividades reguladas con cualquier otra actividad. Por esta razón, 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 compañías diferentes que pertenezcan al mismo grupo empresarial puedan desempeñarlas por separado.

La actividad de producción como tal, viene determinada por las aportaciones al sistema de las compañías eléctricas, agentes externos y autogeneradores⁸.

En cuanto a los consumidores⁹, éstos se clasifican en:

- Consumidores a tarifa, los cuales realizan sus compras pagando una tarifa fija establecida legalmente, al igual que antes de la liberalización.
- Consumidores cualificados¹⁰, que pueden contratar la electricidad con una empresa comercializadora a un precio libremente pactado, acudir al mercado mayorista organizado o directamente con los productores.

Ambos tipos de consumidores reciben la energía eléctrica a través de las redes de la compañía distribuidora de la zona por lo que la calidad, tanto del suministro como del producto final, serán idénticas. Por tanto, las diferencias entre unos u otros se centrarán en el precio pactado, los servicios ofrecidos y el servicio de atención al consumidor y en la medida en que las compañías productoras y comercializadoras compitan entre sí, se mejorarán las condiciones globales del servicio.

⁸ Los agentes externos son los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica no nacionales, 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.

⁹ En este sentido, los consumidores cualificados que quieran volver al mercado a tarifa, deberán permanecer al menos un año en el mercado liberalizado sin perjuicio de la existencia de una fecha de terminación específica o cláusulas de rescisión establecidas en el contrato firmado con el comercializador. La vuelta al mercado a tarifa no implica costes, aunque una vez realizado el cambio, el consumidor estará obligado de nuevo a permanecer un año en este mercado antes de volver si lo desea al liberalizado.

¹⁰ 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 15GWh/año a 1 de enero de 1998, a los de suministro de tensión mayor a 1 KV 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 en el año 2007.

Por último, el funcionamiento del sector eléctrico está encomendado al Operador de Mercado (OMEL) y al Operador del Sistema, que es Red Eléctrica de España (REE). OMEL es el responsable de la gestión económica de los mercados diario e intradiario, mientras que REE se encarga de la gestión técnica¹¹, cuyo objeto es proporcionar las reservas necesarias para el seguimiento de la demanda y de otros servicios complementarios¹².

El mercado de electricidad

Como figura principal en el proceso de liberalización, el mercado de electricidad es el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes¹³ en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema. A través de él, se establece la libre formación de precios entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, convirtiéndose en el mecanismo básico para la actuación en régimen de competencia perfecta. En la Ley 54/1997, se estableció la composición del mercado de electricidad¹⁴, tal y como se resume en el siguiente cuadro:

¹¹ La gestión técnica de la red es desempeñada por REE en un marco de monopolio regulado, siendo al mismo tiempo el propietario de la mayor parte de las redes eléctricas. Para consultar el sistema de redes español, véase CNE (2005c), págs. 93-100.

¹² Para una revisión más detallada de las competencias, véase el Título V, "Gestión económica y técnica del sistema eléctrico", arts. 32-34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

¹³ Los agentes del mercado son las empresas que pueden actuar directamente en el mercado como vendedores o compradores de energía eléctrica. Estos son los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores y las compañías eléctricas o consumidores residentes en otros países.

¹⁴ El esquema de funcionamiento de las sesiones del mercado de producción es el siguiente:

- 1) Se cierra la presentación de ofertas al mercado diario a las 10 horas. Se publican los resultados del mercado, precios y programas horarios a las 11 horas.
- 2) REE como operador del sistema, analiza el programa resultante del mercado diario y de los contratos bilaterales físicos para garantizar la fiabilidad y la seguridad del suministro. En caso de existir restricciones técnicas, modifica, junto con el operador del mercado, OMEL, el programa de producción, publicando los resultados de esta gestión de restricciones técnicas a las 14:00h.
- 3) REE convoca y resuelve la subasta de banda de regulación secundaria a subir y a bajar, cuyo resultado se publica a las 16:00h.
- 4) A continuación, OMEL convoca las distintas sesiones del mercado intradiario, seis desde 1999, donde los agentes pueden negociar ajustes a sus programas de producción y consumo.
- 5) El equilibrio entre la generación y la demanda en el momento del suministro se sostiene mediante la utilización de servicios complementarios.

La secuencia detallada de estas operaciones del mercado, así como de los horarios correspondientes, se encuentra en *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*, de 5 de abril (BOE de 20 de abril de 2001), cap. 6, reglas 24ª-25ª.

Composición del mercado de electricidad

	<i>Pool</i> Mercado diario	Mercado intradiario	Mercados de Operaciones
Tramo mayorista	Mercado organizado al contado o <i>spot</i> , en donde se realizan las transacciones de compra y venta de electricidad para el día siguiente.	Tiene por objeto atender los posibles ajustes en la oferta y demanda producidos con posterioridad a la fijación del mercado diario. Su finalidad es proporcionar un mecanismo adicional para que los agentes puedan establecer ajustes en sus programas de producción y consumo en el momento de entrega.	Tienen como finalidad adaptar los programas de producción de los mercados diario e intradiario a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas para el suministro de la energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de servicios complementarios y la gestión de desvíos.
Tramo minorista	Libre elección de suministrador y posibilidad de realizar transacciones bilaterales entre oferentes y demandantes fuera del mercado diario. Los agentes del mercado participantes en contratos bilaterales, podrán acudir al mercado intradiario para negociar compras/ ventas.		

Elaboración propia.

En el mercado intradiario y en los procesos de operación técnica del sistema, se pueden contratar tanto incrementos como disminuciones de la producción y del consumo

Desde el 1 de enero de 1998 se realiza la subasta diaria de energía gestionada por OMEL, convirtiéndose en el primer mercado libre y organizado al contado de energía eléctrica de la Unión Europea.

En el mercado mayorista pueden participar como oferentes los agentes que configuran la producción, mientras que la demanda viene dada por las compañías distribuidoras, las comercializadoras, los consumidores cualificados y los agentes externos que realicen exportaciones al sistema.

Tanto el mercado diario como el intradiario¹⁵ están basados en la formación de las curvas de oferta y demanda, las cuales se configuran a partir de las ofertas de venta y adquisición respectivamente, para cada hora. El punto donde se cortan las dos curvas representa el equilibrio del mercado y permite establecer el resultado de la casación.

En el mercado diario se realizan la mayor parte de las transacciones. Participan como vendedores todas las unidades de producción en régimen ordinario disponibles no vinculadas a un contrato bilateral y las unidades de producción en régimen especial¹⁶

¹⁵ Los procesos comunes a ambos mercados y a la solución de las restricciones técnicas, pueden consultarse en OMEL (2004), págs. 60-64.

¹⁶ La producción en régimen ordinario proviene de las instalaciones obligadas a ofertar en el mercado de producción, excluidas las mayores de 50 MW. La correspondiente al régimen especial, proviene de instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estas últimas energías tienen un tratamiento económico especial.

para la venta de sus excedentes de energía eléctrica. Al precio fijado se le incluyen posteriormente otro tipo de costes, tales como los ajustes realizados en el mercado intradiario, la gestión de restricciones técnicas, los servicios complementarios y la retribución ligada a la garantía de potencia¹⁷. El precio final resultante constituye la retribución total de los productores.

Las transacciones realizadas suponen un compromiso en firme de compra o venta de energía, asumiendo OMEL la responsabilidad de la gestión económica de los contratos bilaterales de entrega física y de las operaciones realizadas.

Vemos por tanto que los productores, comercializadores, agentes externos y consumidores pueden acudir al mercado o celebrar contratos bilaterales, siendo éstos declarados a OMEL. Estos contratos una vez notificados, serán ejecutados con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado. De esta forma coexisten ambas modalidades, poniendo a disposición de los agentes un sistema de contratación en condiciones de igualdad para todos ellos y que en teoría proporciona un mecanismo eficiente en la formación de precios.

En cuanto al proceso de gestión técnica, el objetivo de REE es conseguir que el suministro se realice en las condiciones de calidad y fiabilidad establecidas y que la producción y el consumo estén constantemente equilibrados. Para ello si es necesario, utiliza mecanismos de subasta entre unidades de producción.

Finalmente, mediante la liquidación en el mercado OMEL determina sobre la base del precio final para cada agente, el importe a pagar por los compradores y a recibir por los vendedores, así como la comunicación de las obligaciones de pago, derechos de cobro y facturación. La liquidación la realiza con la información de los procesos de casación de los mercados diario e intradiario, la solución de restricciones técnicas y la información que REE pone a su disposición sobre los resultados de los procesos que son de su responsabilidad. De esta manera, cada agente del mercado tiene un precio horario final en función de su participación en cada uno de los mercados.

¹⁷ La garantía de potencia representa un pago a los productores por la potencia instalada - aun cuando ésta no se utilice - por la disponibilidad de las instalaciones como garantía de respuesta a las variaciones de la demanda.

3 Aspectos técnicos en la producción de energía eléctrica

Desde un punto de vista meramente técnico, la producción de electricidad consiste en la transformación de una determinada energía primaria en corriente eléctrica. En este sentido, aunque la energía eléctrica es un bien homogéneo, su producción puede realizarse con clases diferentes de energías y de tecnologías.

Precisamente la existencia de diferentes energías primarias, permite que éste sea el criterio que se tome para clasificar las distintas tecnologías utilizadas en la producción y que difieren en aspectos tales como la cuantía de inversión inicialmente requerida, el coste unitario de producción o la fiabilidad (García Cebrián, 2002).

Un aspecto importante a destacar es el uso de las energías renovables como fuente primaria. Estos tipos de energía se caracterizan por ser inagotables, al proceder del aprovechamiento directo o indirecto de la energía solar. Es por ello por lo que últimamente están tomando una especial relevancia¹⁸.

En el siguiente cuadro se clasifican de forma esquemática las diferentes fuentes de energía que se utilizan para la producción final de electricidad:

Fuentes de Energía Primaria para la Producción de Electricidad

Tipo de Energía	Hidráulica*	Térmica Clásica	Nuclear	
Convencionales o Tradicionales	Aprovechamiento del agua para su transformación en electricidad	Transformación del combustible en energía mecánica y ésta en electricidad	Similar a la energía térmica. Se diferencia en la forma de proporcionar el calor para el funcionamiento de la turbina de generación	
	Biomasa	Energía Solar	Energía Eólica	Geotermia
Renovables	Aprovechamiento de residuos naturales	Utilización directa de la energía del sol	Transformación de la energía cinética del viento	Aprovechamiento del calor del interior de la tierra

Elaboración propia a partir de información en García Cebrián (2002): "El Sector Eléctrico Español", *Cuadernos Económicos "Escuela y Despensa"*, No. 13, Facultad C.C. Económicas y Empresariales, Universidad de Zaragoza.

*La energía hidráulica también tiene carácter renovable en el caso de centrales hidroeléctricas con una potencia inferior a 5 MW.

¹⁸ Junto con las energías renovables también se está desarrollando el uso de la cogeneración, consistente en la producción de energía eléctrica por la propia unidad consumidora, mediante una serie de procesos de generación y utilización simultánea de calor y electricidad.

En cuanto a las centrales eléctricas, éstas dotan al sistema de la potencia o capacidad de producción medida en Megavatios (MW). A su vez, la producción obtenida es la propia energía eléctrica medida en Gigawatios/hora (GWh).

Por otra parte, existen en España varios tipos de centrales que operan en régimen ordinario y cuyas características principales se resumen en el siguiente cuadro¹⁹:

Tipos de Centrales Operativas en Régimen Ordinario

Nuclear	Centrales con costes de arranque y parada muy elevados y costes variables muy bajos. Funcionan como centrales de base, independientemente del precio de mercado. Por su inflexibilidad, la potencia nuclear se considera como no retirable*.
Hidráulica Fluyente	Puesto que su utilización depende del momento en el que se produce la aportación natural en forma de lluvia o de deshielo, así como del nivel de los embalses, se trata de potencia inflexible y por tanto no retirable.
Hidráulica Modulable	Las centrales con embalse tienen cierta flexibilidad en gestionar el nivel de producción, aún cuando una estrategia de retirada sostenida se ve limitada por varios factores: - En años secos, por las restricciones sobre el uso del agua embalsada y por obligaciones medioambientales y de usos civiles. - En años húmedos, por la posibilidad de que la retirada de agua cause el llenado de un embalse y por tanto el vertido del agua embalsada, dependiendo estos factores del tamaño del embalse asociado a las centrales.
Carbón Nacional	Su uso se establece en el Plan Nacional de la Minería del Carbón, representando un compromiso de utilización del carbón autóctono. La existencia de dicho plan implica que una retirada tenga un coste oportuno elevado. En la medida en que el cumplimiento de estos compromisos imponga un funcionamiento superior al que resultaría del libre mercado, la generación con carbón nacional no sería retirable. Si por contra las obligaciones se reducen, estas centrales serían económicamente retirables.
Carbón Importado	Es un combustible para el que no existe obligación de compra y cuyo coste sitúa a las centrales en una posición intermedia en el orden de mérito. Se puede por tanto considerar como potencia retirable.
Gas Convencional / Fuel-Oil	Centrales con costes de funcionamiento elevados, que funcionan en situaciones de demanda elevada y compran su combustible cuando lo necesitan. Pueden considerarse como retirables, aún cuando su uso estratégico está limitado por el hecho de que el número de horas en que son económicamente rentables es reducido.
Gas de Ciclo Combinado	Centrales con costes de funcionamiento muy bajos. Presentan una producción muy flexible, que sin embargo puede verse limitada por el contrato de aprovisionamiento de gas. En función de ciertas condiciones, la mayoría de estas centrales pueden considerarse como retirables.

Elaboración propia a partir de CNE (2005a): *Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural, SDG, S.A. mediante oferta pública de adquisición de acciones.*

* La retirabilidad o no retirabilidad hace referencia a la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable y está en función de los costes variables y las características técnicas de las diferentes tecnologías de producción. Por lo tanto, las centrales económicamente retirables son aquellas cuyo coste incremental es inferior, aunque cercano al precio de mercado (competitivas) y la producción puede ser reducida sin costes significativos (técnicamente retirables).

En las centrales termoeléctricas - nuclear, carbón, fuel-oil y gas -, es donde se realiza la transformación de energía química en energía mecánica y ésta finalmente en energía eléctrica, diferenciándose cada una de ellas en lo siguiente:

¹⁹ Además de por su interés técnico, esta clasificación es interesante por cuanto que el hecho de poder retirar parte de la producción, puede ser una de las consecuencias del ejercicio de poder de mercado.

- Centrales con turbinas de vapor, en donde la turbina que produce la energía eléctrica se mueve mediante el vapor generado por el calor procedente del combustible aplicado a agua.
- Centrales con turbinas de gas, en donde la turbina se mueve debido a la expansión del aire y los gases de combustión.
- Centrales de ciclo combinado, las cuales se componen tanto de turbinas de vapor como de turbinas de gas.

En el cuadro 1 del anexo, se muestra el balance anual de explotación de energía eléctrica para el período 2000 - 2004. Como puede observarse, las principales fuentes primarias son la energía nuclear y el carbón nacional, si bien están adquiriendo especial relevancia el gas natural con un incremento del 55% en el 2004 respecto a 2003 y la producción en régimen especial²⁰, con un incremento a su vez del 14% entre el 2004 y el 2003.

También es de destacar las variaciones observadas en la producción hidroeléctrica²¹, condicionadas por la climatología húmeda o seca de cada año. En cuanto al saldo internacional, éste oscila de unos años a otros, siendo en éstos últimos importador hasta el 2004, en el que fue exportador por una cuantía de 3.026 GWh. El total anual de explotación se ha ido incrementando año tras año, alcanzando los 253.320 GWh en 2004 es decir, un 4,8% más que en el 2003.

Respecto al cuadro 2 del anexo, en él aparece el balance anual de capacidad o potencia a nivel peninsular, en el que se observa un incremento continuado del total instalado año tras año, alcanzando en el 2004 los 68.426 MW. Asimismo, cabe destacar el aumento de la potencia en régimen especial, la cual para este mismo año supera a la correspondiente capacidad hidráulica, que es la mayor de entre las de régimen ordinario. Dentro de este régimen, la potencia correspondiente al ciclo combinado es la única que se incrementa, permaneciendo constante el resto.

²⁰ Este importante aumento de la energía producida por las instalaciones en régimen especial está ocasionado por la diferencia cada vez mayor entre la demanda en barras de central y la producción en régimen ordinario. La demanda en barras de central se compone de la energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de los intercambios internacionales.

²¹ Desde el punto de vista hidrológico, el año 2004 fue un año muy seco a diferencia del año 2003. Este descenso de un 23,2% en la producción hidráulica, originó un descenso del 17,3% en las reservas de los embalses de aprovechamiento hidroeléctrico respecto a las reservas finales de 2003. Véase, REE (2004).

Finalmente destacar como una de las características más llamativas de nuestro sector eléctrico, la existencia de asimetría entre la potencia instalada en régimen ordinario y la contribución a la producción de energía eléctrica de estas instalaciones. Por regla general, las centrales de carbón y principalmente las nucleares contribuyen en mayor proporción a la producción total, aún teniendo una menor potencia instalada que las correspondientes de fuel-oil, gas e hidráulicas, cuya capacidad instalada es más amplia y sin embargo contribuyen en menor medida²².

4 La producción de energía eléctrica en España: Concentración²³ y poder de mercado

4.1 Planteamiento inicial

El primer teorema de la economía del bienestar establece lo siguiente:

“Si no hay poder de mercado, entonces la solución de equilibrio es eficiente”,

siendo el poder de mercado²⁴ la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado respecto al nivel que tendría en competencia (Stoft, 2002).

Es decir, como veremos más detenidamente, cuanto mayor es el precio con relación al coste marginal²⁵, mayor poder de mercado podrán ejercer las grandes compañías en un sector determinado. En este sentido, la realidad nos indica que el poder de mercado varía de un sector a otro, dependiendo de las características económicas de cada uno y no siendo conveniente por ello, realizar mediciones para el conjunto global de la economía. Existen sectores para los que el modelo de competencia perfecta es una

²² Una comparativa más completa se puede consultar en CNE (2005b).

²³ 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, convirtiéndose así en su propio proveedor si la integración es hacia adelante, o en su propio cliente si lo es hacia atrás.

²⁴ En Hunt (2002), pág. 95, “La mejor solución para evitar el poder en el mercado eléctrico de la producción, 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...”.

²⁵ La definición de coste marginal en palabras de Friedman (1980), es la siguiente: “...podemos averiguar cuanto cambia el coste variable total si varía en una unidad la cantidad de producto, para cambios pequeños de la producción. Este cambio viene dado por la pendiente de la curva de costes variables totales y se denomina coste marginal”. Por lo tanto, el coste marginal es la primera derivada de los costes totales respecto al nivel de producción, $CMg = \partial C_T / \partial X$.

buena aproximación pero no así en otros, con grandes diferencias de precios y costes marginales.

En lo que concierne particularmente a los sectores eléctricos, existen ciertos factores que influyen en los niveles de concentración y poder de mercado. Estos factores explicativos serían los siguientes²⁶:

- Estructura de las cuotas de mercado.
- Requerimientos de capital y economías de escala.
- Comportamiento estratégico de las compañías.
- Aspectos medioambientales.
- Puntas de demanda de energía eléctrica coincidentes en el tiempo.
- Amenaza de productos sustitutivos.

En general, el poder de mercado depende de la elasticidad de la demanda y de la estructura de la oferta, siendo ambas variables 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. En cambio, en monopolio sí tiene mucha importancia, al no existir competencia efectiva. Por ello, un mercado se considera competitivo si cada empresa supone que el precio es independiente de su propio nivel de producción. Es decir, es precio-aceptante en el sentido de que sólo se puede vender a un único precio, que es el precio vigente en el mercado.

Con la liberalización de los sectores eléctricos, lo que se pretende es que las compañías actúen bajo un régimen de competencia perfecta que minimice los niveles de concentración y poder de mercado. En la medida en que las compañías productoras compitan entre sí, aumentará el bienestar del consumidor y este efecto vendrá condicionado por el precio final, determinado por la oferta y la demanda y por la existencia o no de externalidades en la producción.

²⁶ Una explicación más detallada de estos factores, puede verse en Tamaschke *et al.* (2005), págs. 320 - 321.

A su vez, la teoría económica nos indica como un mercado bajo equilibrio competitivo será eficiente desde el punto de vista asignativo²⁷, cuando se cumplan las siguientes condiciones (Cuadrado Roura, 2006):

- El comprador es el único agente que se beneficia del bien es decir, el beneficio marginal social es igual al privado, $BMgS = BMg$.
- El productor es el único que soporta el coste de producción es decir, el coste marginal social es igual al coste marginal privado, $CMgS = CMg$.
- El beneficio marginal privado se iguala al precio $BMg = P$.
- El coste marginal se iguala al precio, $CMg = P$, lo cual significa que la empresa supone el precio como dado es decir, es precio - aceptante.

Estas dos últimas condiciones suponen finalmente la relación,

$$BMg = CMg = P$$

Si se incumplen alguna de estas condiciones surgirían las imperfecciones en el mercado. En el caso de las empresas, si el $P > CMg$ desaparece el régimen competitivo, aparece el oligopolio y se reduce el bienestar social, imponiéndose la creación de políticas de regulación y de defensa de la competencia.

En un mercado en el que actúan un gran número de oferentes, cada productor toma el precio como dado. Pero si intenta modificarlo al alza, pierde a sus clientes y su correspondiente cuota de mercado. Por el contrario, en un mercado con una única empresa - en régimen de monopolio -, los precios podrán variar sin alterar la cuota de mercado. Además, la producción es menor y el precio mayor que en competencia perfecta, lo que reporta al monopolista un mayor margen de beneficios y generando por contra ineficiencia social al reducirse el excedente de los consumidores. En la práctica, los mercados se suelen situar entre ambos extremos.

²⁷ La eficiencia asignativa surge de la correcta combinación de los bienes existentes si se cumplen las condiciones establecidas por la demanda.

Por lo tanto, para facilitar el establecimiento de compañías en un determinado sector, se pueden llevar a cabo las siguientes acciones:

- Promover la entrada de nuevos competidores.
- Desinversión de parte de los activos de las grandes compañías.
- 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.

Asimismo, existen otros mecanismos que si se establecen, facilitan una mayor competencia. Para el sector eléctrico en particular, son los siguientes:

- Desarrollar una fuerte demanda, asegurando su estabilidad en el tiempo y disponiendo a su vez de cantidades de carga para responder a incrementos en los precios. De esta forma, la mayor parte de la posible concentración en el sector desaparecerá.
- Asegurando la cobertura de la producción mediante contratos de energía eléctrica, dejando un porcentaje menor para negociar a través del *pool*. Es decir, cuanto mayor sea el número de contratos bilaterales realizados y mayor la energía eléctrica contratada en ellos, más estable será 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 vienen dadas en materia de regulación con el establecimiento de precios máximos o *cap prices*, mediante restricciones de la oferta o incluso con el control de los beneficios de las compañías²⁸.

²⁸ En Hunt (2002) pág. 101, se exponen con detalle estas posibles medidas.

4.2 Revisión de la literatura

A la par de los procesos liberalizadores, se han realizado numerosos estudios relativos al análisis de los niveles de concentración y poder de mercado. Existe por tanto una abundante literatura relativa a las principales reestructuraciones, como son la de Inglaterra y Gales, la de California y por qué no, el caso Español.

Antes de realizar una revisión de algunos de estos resultados, cabe indicar que estos estudios suelen apoyarse cuantitativamente en el uso de los siguientes tipos de enfoques (Borenstein y Bushnell, 1998)²⁹:

- Análisis de la concentración y el poder de mercado.
- Utilización de los modelos de oligopolio.
- Simulaciones ajustadas de la producción de energía eléctrica.

En primer lugar, la mayor parte de los análisis realizados para medir la concentración en un determinado sector utilizan el Índice de Herfindahl – Hirschman (IHH). Es fácil de calcular y aporta una medida aproximada³⁰, aunque también presenta ciertos inconvenientes ya que resulta poco representativo de las elasticidades de oferta y demanda. Este hecho es muy relevante en el caso del sector eléctrico, en donde la elasticidad de la demanda es muy inelástica, al no existir realmente un bien sustitutivo para la energía eléctrica.

El otro índice a utilizar sería el Índice de Lerner (IL), que en este caso nos aporta una medida del poder de mercado existente en un determinado sector.

En segundo lugar, los modelos de oligopolio ofrecen una medida ajustada del comportamiento estratégico de las empresas. En este sentido, parte de los trabajos recientes han utilizado para ello la denominada *supply – function equilibrium* o modelo basado en el equilibrio de las funciones de oferta (Klemperer y Meyer, 1989)³¹. Este

²⁹ De estos tres enfoques, en el presente trabajo se van a emplear los dos primeros.

³⁰ Sin embargo, algunos estudios están en contra de esta afirmación, concluyendo que el IHH no es del todo fiable como medida del poder de mercado en la producción de energía eléctrica. Véase, Bunn y Martoccia (2005).

³¹ En sus estimaciones utilizan dos tipos de escenarios, en ausencia de incertidumbre y bajo incertidumbre. Utilizando el primero de ellos, demuestran la existencia de múltiples equilibrios de oferta, aunque éstos disminuyen a medida que aumenta la incertidumbre, lo que obliga a las empresas a actuar de forma competitiva y con curvas de demanda

enfoque o modelo ha explicado entre otros, cómo en una situación en la que existen restricciones de capacidad, el número de resultados posibles en equilibrio se reduce considerablemente (Green y Newbery, 1992)³² o como las funciones de costes pueden ser discontinuas. En el análisis del proceso en Inglaterra y Gales, se argumenta como estos costes de producción discontinuos pueden ser incluso más representativos que las funciones de costes que muestran curvas lisas y que son las habitualmente empleadas para el cálculo del equilibrio (von der Fehr y Harbord, 1993)³³.

El tercer enfoque consiste en la realización de simulaciones en la producción de energía eléctrica. Estos modelos detallan de forma compleja el sistema operativo de las compañías, aunque no modelizan de forma correcta el comportamiento estratégico cuando existe un gran número de oferentes y tampoco aportan soluciones estratégicas de equilibrio.

Comenzando la revisión empírica, en la reestructuración del sector eléctrico de Inglaterra y Gales, Wolfram (1999) considera en sus estimaciones del poder de mercado, que aunque no se actúa de forma competitiva ya que los precios de mercado son mayores que el coste marginal, ésta diferencia es pequeña³⁴, debido principalmente a las amenazas reales de entrada de competidores o al considerable nivel de acuerdos bilaterales entre productores y consumidores. Por su parte, Green y Newbery (1997) también señalan la falta de competencia en el sector, recalcando la alta concentración vertical todavía existente entre productores y distribuidores – que en el caso inglés se distribuyen por regiones - y unas fuertes barreras de entrada que impiden el acceso de nuevos competidores.

Más recientemente ha sido analizada de nuevo la evolución del poder de mercado en el sector inglés, detectándose una disminución de los niveles de concentración, si bien no

residuales. Por el contrario, con un escenario inicial de incertidumbre y con un producto homogéneo como es el caso de la energía eléctrica, se demuestra la existencia de un equilibrio de Nash para las funciones de oferta en oligopolios simétricos.

³² En su estudio de la reestructuración del sector, demuestran la existencia en el corto plazo de altos niveles de poder de mercado. En su análisis a medio plazo, argumentan que la entrada de nuevos competidores provocará mayores beneficios empresariales si sus estrategias se basan en una mayor oferta y menores precios de la energía eléctrica, en lugar de acordar entre ellas un incremento encubierto de los precios. Sin embargo, aún siendo conveniente un régimen en competencia perfecta, llegan a estimar pérdidas en el sector en su conjunto e ineficiencia social como consecuencia de una alta inversión destinada a aumentar de forma innecesaria, la capacidad instalada.

³³ En sus conclusiones, argumentan que existe un comportamiento no competitivo en la producción de energía eléctrica, creándose ineficiencias de mercado con precios superiores a los costes marginales de los productores.

³⁴ Los precios no son muy altos, incluso teniendo en cuenta que su estimación de la elasticidad de la demanda resulta ser muy inelástica, concretamente de 0,17.

de forma total, evolucionando desde una situación parecida al monopolio - o de poder de mercado ejercido de forma unilateral - al comienzo de la reforma en 1990, hasta una situación tácita de colusión en el período 1996-2001, (Bunn y Martoccia, 2005).

Respecto al proceso liberalizador en California y con anterioridad a la Crisis del año 2000, Borenstein y Bushnell (1998) demuestran la existencia de poder de mercado con restricciones en la producción y aumento de los precios, los cuales son además potencialmente mayores en las horas de mayor demanda. En este sentido, señalan principalmente a dos como los factores determinantes de esta situación, véase la producción hidráulica y la elasticidad de la demanda. Concluyen sugiriendo políticas que contrarresten las fluctuaciones en los precios como posible solución.

Volverán posteriormente a confirmarse estas conclusiones. Borenstein *et al.* (2002), ratifican la existencia de poder de mercado en California, concretamente en los veranos del período 1998 - 2000, siendo más significativo para las horas "punta" o de mayor demanda de energía eléctrica. En este sentido, critican en parte el hecho de que se subestime la importancia de diseñar mercados mayoristas en los que se maximice la probabilidad de detección de los precios ofertados, principalmente si estos exceden unos niveles prefijados de antemano.

En lo que concierne al sector eléctrico en España, entre los trabajos más recientes, Ocaña y Romero (1998) realizan una simulación de los precios en el mercado de electricidad mediante un comportamiento oligopolista de las compañías. Asimismo, realizan una valoración de los índices de concentración como estimadores indirectos del poder de mercado en el sector³⁵. Entre sus principales conclusiones cabe destacar como en una situación competitiva y a medida que aumentan el número de compañías, se produce una reducción en los precios y del poder de mercado a ejercer por las grandes compañías.

Por otra parte, Fabra y Toro (2005) mediante un ejercicio dinámico de poder de mercado, llegan a la conclusión de que las subastas diarias pueden afectar a la libre formación de precios, ya que permiten a las compañías realizar acuerdos colusivos con

³⁵ En este sentido, señalan que los índices de concentración tienden a infravalorar en el oligopolio la potencial subida del precio por encima de la situación competitiva $P = CMg$. No obstante, justifican su utilización por cuanto que reflejan de forma razonable el grado de concentración en el sector.

el fin de coordinar sus estrategias, maximizando de esta manera los beneficios obtenidos³⁶.

También se analiza mediante la teoría de juegos (Yepes Rodríguez, 2005)³⁷, el nivel de competencia en el mercado de electricidad. La principal conclusión de este análisis confirma la existencia de poder de mercado, aunque en niveles más cercanos a la competencia perfecta que al régimen monopolista, siendo la disminución de las cuotas de mercado de las grandes compañías, la mejor solución para conseguir dicha competencia.

4.3 Índices de concentración y poder de mercado

Índices de concentración

El primero de los enfoques enumerados para analizar la concentración se basa en el empleo de los índices de concentración, los cuales aportan una aproximación que depende tanto del número de empresas como de sus respectivas cuotas de mercado.

Esta relación 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 tendrá en cuenta todas las entradas y salidas de empresas en el sector (Segura, 1993).

Entre los índices más utilizados, en primer lugar se encuentran los de tipo C_k , tal que:

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

donde s_i es la cuota de mercado de la empresa i , ordenándose las empresas por orden decreciente. C_k varía entre k/n - concentración mínima - donde n es el número total de

³⁶ No obstante, existen otros factores inherentes al propio mercado de electricidad en España por los cuales estos tipos de estrategias caen un poco en "saco roto". El más importante es el pago a las grandes compañías de compensaciones por parte del gobierno por el coste de las inversiones realizadas con anterioridad a la entrada en vigor de la liberalización y que en principio suponían una pérdida de competitividad como consecuencia de la libre entrada de empresas. Nos referimos a los llamados Costes de Transición a la Competencia.

³⁷ Los resultados de la estimación del modelo incluyen el poder de mercado, una medida de las barreras de entrada existentes y la evolución inversora en el sector, entre otras.

empresas y la unidad, o concentración máxima. Cuando todas ellas tienen la misma cuota de mercado, la concentración es mínima.

En segundo lugar, se encuentra el ya mencionado IHH, el cual también nos aporta una medida del grado de concentración en un mercado concreto, pudiéndose utilizar como una aproximación válida del índice agregado de los resultados de las compañías que en él operan³⁸. En este sentido:

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

donde s_i es la cuota de mercado de la empresa i y n es el número total de empresas, representando IHH la suma de los cuadrados de todas las cuotas de mercado. 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 menor, la aportación al valor final de IHH es muy poco significativa.

El valor máximo que puede alcanzar es 10.000, equivalente a la concentración máxima y se corresponde con un mercado en régimen de monopolio en el que opera una única empresa con el 100% de la cuota.

En cualquier caso, no existe un consenso generalizado acerca de a partir de qué niveles, la concentración es o no alta. Se considera que para el IHH, un resultado de entre 1.000 y 1.800, es una medida acertada de alta concentración (Cuadrado Roura, 2006), aunque también se consideran valores comprendidos entre 1.500 y 2.500 (Hunt, 2002)³⁹.

En general, para medir la producción de energía eléctrica se utilizan ambos índices. Por una parte, con IHH se obtiene una medida proporcional de la concentración en el mercado⁴⁰, lo que no ocurre con C_k . Éste además es fácil de calcular, exigiendo solamente información de las k mayores empresas con relación al conjunto del mercado. En cualquier caso, en la práctica hay una correlación muy alta entre los

³⁸ En el caso específico de oligopolistas que actúen según el modelo de Cournot, IHH es proporcional al *mark-up* o margen precio-coste marginal en porcentaje del precio de mercado, Martín y Ocaña (1998).

³⁹ Estas medidas dependen de quienes piensan que los cálculos realizados con las cinco compañías más grandes proveen de suficiente nivel de concentración, de aquellos otros autores que consideran necesario incluir a la sexta compañía, Stoft (2002).

⁴⁰ Aunque tiende a infravalorarla.

valores de los dos índices, lo que indica que la pérdida de información de C_k con respecto a IHH es pequeña (Cabral, 1997).

Índice de poder de mercado

El Índice de Lerner⁴¹ se utiliza como medida directa de los resultados de una determinada compañía o del sector en general, midiendo por tanto el poder de mercado de tal forma que⁴²:

$$L = \frac{P - CMg}{P} = \frac{1}{\varepsilon}$$

en donde ε es la elasticidad de la demanda⁴³. Para su cálculo por tanto es necesario estimar los valores de CMg y ε .

Además, la importancia de la elasticidad de la demanda en el cálculo del Índice de Lerner - más si cabe en el sector eléctrico -, radica en que suele ser bastante inelástica por la falta de bienes sustitutivos y por la demanda creciente. Por ello, el Índice de Lerner ajustado a la elasticidad se define como:

$$L = \frac{(P - CMg)\varepsilon}{P}$$

en donde en este caso, la inclusión de la elasticidad penaliza al Índice si ésta es muy inelástica, mientras que lo aumenta a medida que deja de serlo. Asimismo, el Índice de Lerner se relaciona con IHH de manera que:

$$L = \frac{IHH \alpha}{\varepsilon}$$

⁴¹ En Stoft (2002), pág. 341, aparece la relación entre IL y el modelo de Cournot para un oferente, tal que $L = s/\varepsilon$, que es idéntico al IL para un monopolista salvo que la medida de s no es $s = 1$, sino su correspondiente cuota de producción.

⁴² Cuando la empresa es maximizadora de beneficios, se cumple $IMg = CMg$, lo que equivale a decir que $P(1 - 1/\varepsilon) = CMg$, igualdad que también puede escribirse como $(P - CMg)/P = 1/\varepsilon$. De ahí, surge por tanto $L = 1/\varepsilon$.

⁴³ En el apéndice I del anexo se realiza una exposición más detallada del concepto económico.

donde α es un parámetro a estimar y que generalmente toma los valores 0, 1 o n , equivalentes a la competencia perfecta, oligopolio simétrico⁴⁴ - Cournot - o monopolio, respectivamente. Una forma posible de estimación de α sería:

$$\alpha = n \frac{1 - \mu}{\mu}$$

en donde μ es también un parámetro a estimar. Para ello se considera que μ está relacionado con el coste marginal a través de la derivada del precio respecto a éste es decir, $\mu \equiv \partial P / \partial CMg$.

Asimismo, si consideramos que la función de demanda del mercado es lineal tal que $P = a - bQ$ y que el coste marginal es constante, se obtienen los siguientes valores para dicha derivada:

- Monopolio, $\mu = 1/2$
- Cournot, $\mu = n/n+1$
- Bertrand, $\mu = 1$

Valores con los que posteriormente se obtiene el valor de α . Por lo tanto, la identidad relaciona directamente los dos Índices⁴⁵. Dicho de otro modo, al ser el Índice de Lerner proporcional bajo ciertos comportamientos empresariales a IHH e inversamente proporcional a ε , la relación entre los resultados en un determinado sector industrial medidos por el Índice de Lerner y la concentración existente medida por IHH es directa.

Análisis descriptivo de datos consolidados

Analizando brevemente y de forma directa las cifras de producción (CNE, 2005c), se observa como Endesa e Iberdrola continúan aumentando sus respectivas cuotas de mercado de forma significativa, al igual que Unión Fenosa aunque ésta en menor

⁴⁴ Se considera que un oligopolio es simétrico cuando la función de demanda es lineal y la estructura de las funciones de costes de todas las empresas también lo son, de tal forma que todas ellas producen con el mismo nivel de eficiencia.

⁴⁵ Esta correlación es total si los oligopolistas se comportan según el modelo de Cournot, siendo IHH en este caso, una medida exacta al descontar el factor de elasticidad de IL, Segura (1993) pág. 149.

medida. Lo más llamativo es el progresivo aumento de la cuota de Gas Natural, alcanzando ya en el año 2003 el 1,8% cuando además, comenzó a operar como productor solamente un año antes, es decir, en el 2002.

En el cuadro 3 del anexo, se presenta un avance mensual en la producción de energía eléctrica actualizada a enero de 2006. En términos brutos, si se suman directamente las cuotas de producción de Endesa e Iberdrola, resulta un 48,44% del total y si añadimos la producción de Unión Fenosa, Hidrocantábrico y Gas Natural, ésta asciende hasta un 68,96% es decir, aproximadamente un 70% del total de la producción se concentra en cinco compañías, si incluimos a Gas Natural. Si se comparan estos resultados con los obtenidos para el 2004, aún considerando que unos son datos consolidados a fin de año y otros son únicamente de carácter mensual, vemos como la concentración ha disminuido, aunque de forma claramente insuficiente.

También es importante destacar que las principales compañías productoras en régimen ordinario participan a su vez de la producción de energía eléctrica en régimen especial⁴⁶. En este sentido, parte del 5,15% producido en enero de 2006 y que figura también en el cuadro 3 del anexo pertenece a las grandes eléctricas, lo que añadido al régimen ordinario de cada una de ellas, les ve incrementada aún más su cuota final de producción.

Esta situación tampoco se ve paliada por la oferta internacional de los agentes externos, que es muy escasa y se encuentra muy limitada por la casi nula capacidad de las interconexiones nacionales con el sistema europeo, mayoritariamente a través de Francia⁴⁷. En cualquier caso, se han entablado conversaciones para crear un mercado ibérico de electricidad entre España y Portugal, de manera que la oferta de electricidad se pudiera ver incrementada.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ El volumen total en 2004, de los programas de importación fue de 8.067 GWh, ejecutado en un 87,8% a través de la interconexión con Francia es decir, 7.085 GWh. Se importaron también 976 GWh y 6 GWh con Portugal y Marruecos, respectivamente. En cuanto a los programas de exportación, éstos alcanzaron un volumen total de 11.318 GWh, ejecutándose en un 66,9% a través de la interconexión con Portugal, 7.575 GWh, y en un 16,5% y un 14% a través de las interconexiones con Francia y Marruecos respectivamente, a los que se suman 294 GWh de la interconexión con Andorra, en REE (2004).

Aplicación de los Índices de concentración al sector eléctrico español

En el cuadro 4 del anexo aparecen las medidas de concentración de la producción de energía eléctrica calculadas antes de la liberalización, al inicio del proceso y en años posteriores. Estas medidas se han calculado con las dos y las cuatro primeras compañías productoras, C_2 y C_4 respectivamente y también con IHH.

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, aunque lo es más acusado aún si lo comparamos con 2003 y 2004, en el que alcanzan casi el 58%. En el momento inicial de la liberalización, Endesa se privatiza y absorbe la producción de las compañías participadas por el Estado es decir, FECSA y Sevillana de Electricidad principalmente. Por lo tanto, su cuota de mercado aumentó considerablemente, alcanzando el 37% en 1998, porcentaje que prácticamente ha mantenido estable a lo largo del tiempo, hasta aproximadamente el 38% de los años 2003 y 2004.

La evolución de C_4 viene a confirmar lo anterior, ya que su tendencia es similar a la de C_2 , alcanzando su mayor nivel en el año 2004 con un 72,55%.

La interpretación de los niveles obtenidos para IHH 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 puntos⁴⁸. Sin embargo, lo más importante es el enorme incremento que experimenta en 2003 y 2004, alcanzando los 2.030 y 2044 puntos, respectivamente⁴⁹.

Como ya se ha mencionado en este mismo epígrafe, valores comprendidos entre los 1.000-1.500 y los 1.800-2.500, corresponden a situaciones de alta concentración horizontal. En este sentido, aunque pudiera parecer hasta el año 2002, que los valores de IHH iban disminuyendo de manera constante, esta tendencia se rompe

⁴⁸ En este sentido, los aumentos o disminuciones en las cuotas de mercado de las mayores empresas, afectan en mayor medida a IHH, al calcularse 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.

⁴⁹ En CNE (2005c), págs. 63 y 64, se observa como Endesa ha incrementado su cuota de mercado desde el 32,9% en 2002, hasta un 38% en 2003 e Iberdrola hace lo propio desde un 17,2% hasta el 19,5%, lo que concentra aún más el sector en términos de producción de energía eléctrica.

radicalmente en el año 2003, desapareciendo los posibles indicios de una mayor competitividad para dar paso a una situación preocupante de excesiva concentración, mayor aún que en el comienzo del proceso liberalizador.

Por tanto y según indican los índices de concentración, no parece que la liberalización haya traído consigo mayor competencia de mercado y menores niveles de concentración en la producción de energía eléctrica. Si se toman los valores alcanzados por IHH durante el período 1998-2004 y se comparan con los de 1985 y 1990, la situación empeora, incluso existiendo un mayor número de agentes productores - como consecuencia de la producción en régimen especial -. La misma interpretación merece la evolución de C_2 y C_4 .

Nivel de poder de mercado

1. Índice de Lerner

En el cuadro 5 del anexo figuran las estimaciones del poder de mercado calculadas a través del Índice de Lerner. Para ello se ha utilizado la serie de precios correspondientes al precio medio diario negociado en el *pool* mayorista, compuesta de 1.825 observaciones relativas al período íntegro 2000 - 2004.

Cabe indicar que el precio final del conjunto del mercado mayorista está compuesto no solamente por el precio negociado en mercado diario, sino también por la garantía de potencia, el precio del mercado intradiario y el coste derivado de las restricciones técnicas y de los procesos de operación técnica.

Sin embargo, todos éstos componentes vienen dados de antemano, es decir, resultan de aplicar un porcentaje determinado al precio del *pool*⁵⁰, que es el que realmente proporciona una medida ajustada de los niveles de poder de mercado⁵¹. Es por ello por lo que no se han considerado relevantes para la medición del Índice.

⁵⁰ Siguiendo la metodología de Wolfram (1999), por la cual se emplea la información relativa al *System Marginal Price* (SMP) o Precio Marginal del Sistema negociado y no la del *Pool Selling Price* (PSP) o precio final de venta, que incluye otro tipo de costes adicionales.

⁵¹ Ya que además, el precio del mercado diario representa el 81% del precio del conjunto del mercado mayorista.

En cuanto a los costes marginales, éstos son los estimados en el cuadro 8 también para el mismo período, aportando una medida acertada del total del sector eléctrico.

En resumen, en el cálculo final se han utilizado las observaciones diarias anuales de precios y un promedio de los costes marginales de cada período. Es decir, los resultados van a depender de la elasticidad de la demanda y de las curvas de costes de las compañías competidoras y las de las precio-aceptante o *competitive fringe*⁵², concepto éste a aplicar también en el modelo de Cournot.

Por lo tanto, estos resultados confirman la existencia de poder de mercado para el período analizado, con un 31%. Asimismo, según las estimaciones realizadas, el año que presenta un mayor nivel es el 2002 con más del 50%.

Sin embargo se observa un dato muy llamativo y es que el poder de mercado se reduce prácticamente a cero en el año 2004. La explicación a este dato no viene dada por una mayor competencia en el sector, sino por el enorme incremento que experimentan los precios de los combustibles. Esta subida afecta tanto al precio del carbón importado como principalmente al precio del barril de crudo.

Por su parte, en el gráfico 1 se ha realizado una comparativa entre el Índice de Lerner e IHH, en donde se observa para todos los años una asociación directa entre alta concentración y altos niveles de poder de mercado, salvo para el 2004, en el que como hemos dicho, el poder de mercado viene condicionado por el coste de las materias primas.

2. Índice de Lerner ajustado a la elasticidad de la demanda

En primer lugar se ha realizado una estimación de la elasticidad de la demanda, la cual viene dada por:

$$\mu = -D_p \frac{P}{Q}$$

⁵² Bajo este término, se agrupan las compañías de menor tamaño y sin poder de decisión en un único jugador, (Borenstein y Bushnell, 1998). En la estimación de los costes marginales se ha considerado a Hidrocantábrico como el jugador precio - aceptante, bajo el supuesto simplificador de que engloba y representa al resto de pequeños competidores.

en donde $-D_p$ es la pendiente de elasticidad de la demanda.

Dada la dificultad que conlleva el cálculo de dicha pendiente y siguiendo el procedimiento de Green y Newbery (1992)⁵³, se ha optado por especificar tres escenarios de demanda en función de la elasticidad con pendientes 0,10, 0,25 y 0,50, correspondientes a una elasticidad muy inelástica, media y relativamente elástica, respectivamente y que son valores que representan de forma acertada la excesiva rigidez de la demanda real de energía eléctrica. La cantidad demandada viene dada por las series medias anuales de contratación en el mercado diario, a las que se les ha restado un 5% por la pérdida de transmisión de energía.

Asimismo y al igual que para el Índice de Lerner, se han utilizado los datos relativos a los precios de mercado y los costes marginales, calculando las medias para cada uno de los años. Los resultados aparecen en el cuadro 6 del anexo, según los cuales, cuanto menor es la elasticidad y más cercana a cero, mayor sería un incremento en los precios.

Una vez estimada la elasticidad, se ha calculado el Índice de Lerner ajustado para el período 2000 - 2004. En el cuadro 7 del anexo, los resultados se encuentran “penalizados” por la elasticidad, lo que confirma valores muy cercanos a cero, principalmente para el primer escenario de demanda rígida y en el 2004 para todos ellos. Cuanto mayor es el valor del Índice de Lerner y menor la elasticidad de la demanda, mayor es el poder de mercado medido por el Índice ajustado.

A su vez, aunque un valor de 0,050 es una medida ajustada de un sector operando según el modelo de Cournot para 20 compañías simétricas (Wolfram, 1999), en nuestro caso para el período 2000 - 2004, se dan sin embargo valores inferiores en los escenarios de elasticidad rígida y media de 0,013 y 0,033 respectivamente y superiores en el tercer escenario, para un sector eléctrico como el español, dominado solamente por dos compañías, si bien otras tres más ejercen cierta influencia⁵⁴.

⁵³ Más concretamente el de Wolfram (1999), ya que al ser MWh la unidad de medida que se está empleando y no GWh, se han convertido las pendientes -0,10, -0,25 y -0,50 en sus equivalentes -50, -125 y -250, - por cuanto que la pendiente tiene signo negativo - en valor absoluto.

⁵⁴ Esta misma situación se da en Wolfram (1999), en donde se estima el valor 0,05 pero con un sector dominado por tres compañías, una de las cuales posee una cuota de mercado del 52%.

En resumen, los resultados para ambos índices confirman el ejercicio de poder de mercado para el período 2000-2003 y principalmente en el año 2002, pero no para el 2004, en el que se reduce considerablemente. La explicación a este cambio como ya se ha indicado anteriormente, no viene dado por una mayor competencia entre compañías, sino por factores inherentes a la producción de energía eléctrica, con unos costes del combustible muy altos que prácticamente eliminan el margen de maniobra en los beneficios operativos.

4.4 El oligopolio y la Teoría de Juegos

Exposición teórica

El segundo de los enfoques que se va a emplear, se basa en el uso de los modelos de oligopolio establecidos por la Teoría de la Organización Industrial y la Teoría de Juegos.

En este sentido, el oligopolio como tal es una estructura de mercado en la que existe más de una empresa, pero ninguna actúa paraméricamente respecto a los precios (Segura, 1993). La problemática que se deriva del oligopolio es que cuando hay unos pocos oferentes en el mercado, la decisión de una empresa en concreto, depende significativamente de las decisiones de sus competidores en cuanto al precio y el nivel de producción.

Asimismo, en el oligopolio no existe un único conjunto de resultados correspondientes al equilibrio de mercado, sino que éstos dependen de los supuestos sobre la conducta de las empresas, en el sentido de si finalmente optan por coludir para fijar el nivel de producción y el precio o por competir directamente entre ellas.

Por lo tanto, el oligopolio presenta dos marcadas diferencias respecto a la competencia perfecta y al monopolio:

- Las empresas tienen poder para determinar los precios, lo que diferencia al oligopolio respecto a la competencia perfecta.

- En el mercado existe más de una empresa, de tal forma que cada una de ellas tomará sus propias decisiones según el comportamiento de las demás.

La característica más importante en el oligopolio es que cada empresa debe tomar en consideración la “competencia” que suponen las restantes, así como los potenciales entrantes en el sector, surgiendo de esta manera los comportamientos estratégicos.

Aquí es donde por medio de la Teoría de Juegos⁵⁵, se analizan cuales son las decisiones más acertadas para ganar bajo el cumplimiento de unas determinadas reglas o leyes y sabiendo que los demás jugadores también influyen en los resultados con sus propias decisiones.

Por tanto, la utilidad del resultado final para una compañía depende no solamente de su comportamiento, sino también de los del resto. Por ejemplo, en el caso concreto de un oligopolio formado por tres empresas A, B, C, la elección de A es⁵⁶:

A elige la cantidad a producir o el precio de un determinado bien que también producen B y C.

Por ello, los resultados para A dependerán tanto de sus propias decisiones, como de las decisiones de B y de C

En el siguiente cuadro se expone la tipología general de juegos:

Tipología de Juegos

No Cooperativos	Con Información Completa	Con Información Incompleta
Estáticos	Los jugadores toman sus decisiones sin saber que han decidido los demás y además todos ellos conocen las consecuencias	Los jugadores toman sus decisiones sin saber que han decidido los demás y alguno de los jugadores desconoce alguna de las consecuencias
Dinámicos	Algún jugador toma sus decisiones sabiendo de antemano las decisiones que ha tomado alguno o el resto de jugadores y además todos ellos conocen las consecuencias	Algún jugador toma sus decisiones sabiendo de antemano las decisiones que ha tomado alguno o el resto de jugadores y alguno de los jugadores desconoce alguna de las consecuencias
Cooperativos	Existe la posibilidad de que algunos o todos los jugadores lleguen a un acuerdo sobre las decisiones individuales de cada uno de ellos	

Elaboración propia

⁵⁵ Según Pérez *et al.* (2003): “La palabra juego hace referencia a divertimento y también a la actividad en que los participantes, sometidos a reglas que hay que cumplir, intentan ganar pero pueden perder...”

⁵⁶ Lógicamente en el caso de un duopolio, la decisión de A está también condicionada por la de B, mientras que en un oligopolio de N empresas, la decisión de A lo estará por las N-1 empresas restantes.

Según esta clasificación, los modelos de oligopolio más importantes se comportan de la siguiente manera:

- La colusión⁵⁷ o cártel se considera un juego cooperativo.
- El modelo de Cournot o de competencia en cantidades, actúa como un juego no cooperativo de carácter estático con información completa⁵⁸.
- El modelo de Bertrand o de competencia en precios actúa como un juego no cooperativo de carácter estático con información completa.
- El modelo de Stackelberg actúa como un juego dinámico con información completa.

Por último, indicar que las prácticas de colusión - o de juegos cooperativos - no están permitidas por la legislación vigente en el mercado de electricidad español⁵⁹.

El modelo de Cournot

El modelo a emplear es el de Cournot, en el que las empresas compiten en cantidades. Un segundo modelo sería el de Bertrand o de competencia en precios, sin embargo no se considera ya que según la evidencia empírica, los resultados se tornan paradójicos al derivar en comportamientos precio - aceptantes propios de la competencia perfecta⁶⁰.

El modelo de Cournot supone que cada empresa considera dado el nivel de producción de su rival cuando elige el suyo propio. En condiciones de equilibrio se cumplen las expectativas de cada una respecto a las decisiones de producción de sus competidoras, por lo que una empresa modificará su producción si ello le genera mayores beneficios, dada la producción del resto.

⁵⁷ La colusión se basa en un principio de cooperación entre oligopolistas, de tal forma que acuerdan conjuntamente la fijación de las cantidades y sus precios en el mercado, dando lugar estos acuerdos al mismo resultado que se obtendría en el monopolio. Sin embargo, la formación de estos *cárteles* o grupos de empresas tiene también sus inconvenientes, por cuanto que presentan una alta inestabilidad, debida a la aparición de conflictos internos en el reparto de los beneficios. Esta inestabilidad es la que ocasiona en muchas ocasiones que se disuelvan posteriormente.

⁵⁸ También podría actuar con información incompleta.

⁵⁹ Estas prácticas se encuentran prohibidas y tipificadas como infracciones muy graves por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, concretamente en el art.60, aptdo. 18.

⁶⁰ Según Yepes Rodríguez (2005), "...estos cálculos resultarían válidos si se introducen restricciones de capacidad de producción de las empresas o con una estructura secuencial de decisiones en varias etapas".

Consideremos un duopolio de Cournot, en el que existen 2 empresas, E_1 y E_2 , tales que ambas producen un bien homogéneo y compiten en cantidades. Si se supone que E_1 espera que E_2 produzca Y_2^* , en este caso la producción total del mercado será $Y = Y_1 + Y_2^*$, donde Y_1 es la producción que lanza la empresa 1 bajo su expectativa de producción de la empresa 2. De aquí se deduce que el precio de mercado sería:

$$P(Y) = P(Y_1 + Y_2^*)$$

por lo que el problema de maximización del beneficio de E_1 es:

$$\max B^o = P(Y_1 + Y_2^*) Y_1 - C(Y_1)$$

existiendo una relación funcional entre el nivel de producción esperado de la empresa 2 y la decisión óptima de la 1, tal que:

$$Y_1 = f_1 + (Y_2^*)$$

que es la denominada función de reacción, en este caso de E_1 , la cual relaciona las elecciones óptimas, con las diferentes expectativas relativas a la producción de la empresa rival. Para E_2 obviamente el proceso es idéntico siendo su correspondiente función de reacción:

$$Y_2 = f_2 + (Y_1^*)$$

El equilibrio se alcanzará cuando cada empresa maximice su propio beneficio dadas sus expectativas sobre la decisión de producción de la otra y además estas expectativas se confirman. De esta forma se llega al llamado equilibrio de Nash, que se encuentra en el punto en el que se cortan las curvas de reacción de las dos empresas y en el cual no existen incentivos para alejarse de él a costa de provocar una disminución en los beneficios si todo lo demás permanece constante.

Por tanto, el equilibrio de Nash, en el cual se supone que se ha realizado una única predicción sobre las estrategias elegidas por los jugadores, afirma que la estrategia escogida por cada jugador debe ser la mejor respuesta de cada uno de ellos a las

estrategias escogidas por el resto. Este tipo de predicción debe ser estable estratégicamente, por lo que ningún jugador tendría incentivos para desviarse de su propia estrategia establecida, (Gibbons, 1993):

Definición. En el juego en forma normal de n jugadores, $G = \{ S_1, \dots, S_n; u_1, \dots, u_n \}$, las estrategias (s_1^*, \dots, s_n^*) forman un equilibrio de Nash si, para cada jugador i , s_i^* es la mejor respuesta del jugador i (o al menos una de ellas) a las estrategias de los otros $n - 1$ jugadores, $(s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$:

$$u_i (s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \geq u_i (s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$$

para cada posible estrategia s_i en S_i , esto es, s_i^* es una solución de

$$\max_{s_i \in S_i} u_i (s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$$

El modelo general de oligopolio es equivalente al del duopolio sin más que extender el caso a n empresas, E_1, E_2, \dots, E_n .

El modelo propuesto de producción

Sea el período anual $t: 1, 2, \dots, T$, para el que todas las N compañías eligen su nivel de producción $q_i \in Q_i = [0, g_i]$, siendo g_i la capacidad máxima instalada para la producción de una compañía i , cada una de ellas maximizará su resultado en función de $b_i(q)$, para $q = (q_1, \dots, q_i, \dots, q_N) \in Q = Q_1 \times \dots \times Q_i \times \dots \times Q_N$, siendo q los niveles de producción elegidos.

La maximización de la producción de cada compañía vendrá dada por:

$$b_i(q) = q_i \cdot p(q) - c_i(q) + cp_i(q)$$

siendo $p(q)$ la función inversa de la demanda del mercado y $c_i(q)$, la función de costes.

En cuanto a $cp_i(q)$, éste representaría a otra clase de ingresos relacionados con la producción que pueden obtener las compañías eléctricas⁶¹. En este caso concreto, se refiere a la *garantía de potencia*, la cual viene dada en función de los ingresos unitarios por dicho concepto, así como por la parte que cada compañía decide producir respecto al total generado en el sector es decir, s_i/S .

Con el fin de simplificar la resolución del modelo, la función de demanda es de tipo lineal⁶², siendo su expresión formal la siguiente:

$$D(p_i) = A_t - bp_i$$

donde b es la pendiente de la demanda y A un parámetro a estimar por medio de las curvas de costes marginales de las compañías eléctricas. A partir de esta función de demanda se consigue la función inversa, tal que:

$$p_t = \frac{(A_t - Q_t)}{b}$$

siendo $Q_t = \sum_{i=1}^N q_i$ el total de la oferta de energía eléctrica.

Finalmente, el equilibrio de Nash (q^*), vendría dado por:

$$\max_{q_i \in Q_i} b_i(q^* \setminus q_i) \quad \forall i$$

como solución óptima del modelo.

⁶¹ Uno de ellos son los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTC). Sin embargo, su actual estructura de retribución provoca un desfase temporal entre los ingresos propios de mercado y la recuperación de los mismos, lo cual se supone que no debe influir en las decisiones individuales de producción de cada compañía. Esta es la razón por la cual no se incluyen en el modelo.

⁶² La mayor parte de la literatura revisada emplea una función de demanda lineal, salvo en el caso de Borenstein y Bushnell (1998), que además utilizan una función de demanda del tipo $Q = kP^{-\epsilon}$.

Demanda del mercado y función de demanda

Al tener la energía eléctrica carácter de no almacenable, una vez generada, las cantidades demandadas y negociadas en el mercado de electricidad deben ser adquiridas directamente para su consumo.

En el mercado de electricidad, la contratación se divide en períodos horarios, lo que origina variaciones importantes en los precios y las cantidades negociadas durante las 24 horas del día, a la vez que se diferencia entre tres períodos, denominados punta, llano y valle, siendo este procedimiento de contratación diferente para los días festivos y los fines de semana, que para el resto. En este sentido, a efectos de estimación de la función de demanda y debido a la dificultad en la búsqueda y el tratamiento de este tipo de información, no se han considerado estas variaciones horarias, utilizando en su lugar medias mensuales para el período considerado⁶³.

A su vez, para estimar la demanda se ha considerado únicamente la producción en régimen ordinario, ya que a pesar de la importancia creciente de la producción en régimen especial, no se supone que estos productores actúen estratégicamente, considerándoseles por tanto como precio - aceptantes.

Se considera únicamente al sector eléctrico español, estimando como nulo el efecto de la competencia en los mercados eléctricos de los países con algún intercambio de energía eléctrica.

En cuanto a la función de demanda, ésta es de tipo lineal y en la que la cantidad y el precio de equilibrio determinan un punto corte. En la explicación del cuadro 9 del anexo, aparece detallado el procedimiento empleado para su estimación.

Por último, apuntar respecto a la cobertura de demanda peninsular para el año 2004, como las centrales pertenecientes al régimen ordinario aportaron el 82,4% de la misma, la producción en régimen especial cubrió el 18,9%, mientras que la diferencia resultante correspondió al saldo exportador de los intercambios internacionales⁶⁴.

⁶³ Aunque este agrupamiento de datos puede presentar una cierta limitación al cálculo, se puede observar como las estimaciones realizadas aportan una medida acertada de la situación y son concluyentes al respecto.

⁶⁴ REE, (2004).

Estimación de los costes marginales

En el cuadro 8 del anexo figuran los costes marginales de las centrales térmicas de las principales compañías eléctricas, estimados según el tipo de central y para el período 2000-2004. Estos se componen a su vez de los costes de combustible y los de operación y mantenimiento. Para estimar los primeros, se ha utilizado información de la producción y el consumo de combustibles anuales, correspondientes a cada compañía eléctrica y según el tipo de central. Como excepción, no se han calculado los costes marginales de las centrales de ciclo combinado con anterioridad al 2002, ya que es en este año cuando comienzan a funcionar.

Respecto a las centrales nucleares, se ha considerado un coste marginal homogéneo para todas ellas en función de cada año, no ya solo porque en su mayor parte la producción está gestionada por más de una compañía, sino porque los costes del combustible son mínimos y la eficiencia térmica debe ser la unidad.

Considerando inicialmente que los combustibles más caros corresponden al fuel – oil a través del barril de crudo y en menor medida al carbón⁶⁵ y el gas natural, lo más destacable en la evolución de los mismos es su fuerte encarecimiento durante el año 2004, elevando los costes marginales totales de forma considerable. Según la información disponible en precios (BP, 2005), la subida del precio del barril de crudo *Brent* fue en 2004 del 30% hasta alcanzar los 38,27 \$/barril. Más fuerte incluso fue la subida del carbón *Northwest Europe*, de un 70%, hasta alcanzar los 71,90 \$/T_e. En menor medida aumentó el gas natural, concretamente un 3,5%.

Estos costes de combustible tan elevados, afectan a la producción térmica de energía eléctrica y como hemos visto anteriormente, condicionan los niveles de poder de mercado en el sector. Incluso en algunos momentos y como consecuencia de ello, los costes marginales han llegado a superar a los mismos precios negociados.

Es por ello por lo que cada vez más, se tiende a producir energía eléctrica tanto en las centrales de ciclo combinado como a través de la producción en régimen especial

⁶⁵ También es llamativo aunque en sentido contrario, el acusado descenso en 2002 del precio del carbón de importación, lo que ocasionó para ese mismo año unos costes marginales totales en estas centrales térmicas, más bajos que en 2001. A partir de 2003, vuelve a aumentar su precio de forma continuada.

mediante las energías renovables. En este sentido, las centrales nucleares serían la mejor opción debido al importante ahorro en materias primas que generan. Sin embargo, otros condicionantes de tipo sociológico y de seguridad medioambiental son los que por ahora no permiten un mayor uso de esta fuente primaria de energía.

Aplicación del modelo. Equilibrio de Cournot y Competencia Perfecta

Con el modelo de Cournot o de competencia en cantidades, las compañías eléctricas de lo que disponen realmente es de un mecanismo de alteración de los precios de mercado, por el cual cada una de ellas puede elegir cuanta producción quiere aportar al sector. En este caso, el modelo propuesto ha sido empleado en el cálculo del equilibrio de Cournot para Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa. No se ha incluido a Hidrocanábico por considerársele precio-aceptante desde un principio.

Se considera asimismo, que cada compañía ofrece en el *pool* de la electricidad la producción térmica e hidráulica que maximiza sus beneficios, tomando como dada la producción del resto.

Analizando el cuadro 9 del anexo, en términos generales se observa como los precios de equilibrio de Cournot son muy superiores a los de competencia perfecta y que la producción por el contrario, es claramente inferior. Se ratifica por tanto, el hecho de que bajo Cournot siempre se retira energía eléctrica del mercado, provocando un desequilibrio entre la oferta y la demanda que se ajusta en parte con la subida de los precios. En este caso, el mayor incremento del precio se observa para el año 2004, debido también al efecto que sobre el coste marginal ha tenido la fuerte subida del precio de las materias primas.

Asimismo, indicar que la inclusión del pago por garantía de potencia al ser una compensación por garantizar un nivel de suministro acorde con la demanda, produce un incremento de la producción de equilibrio y una disminución del precio. Sin embargo, el efecto final en el modelo propuesto no es muy significativo, ya que estas variaciones lo son en pequeña proporción.

Si observamos las cifras oficiales de demanda de energía eléctrica (REE, varios años), vemos como éstas se sitúan en una posición intermedia entre la cantidad obtenida en competencia perfecta y las correspondientes al equilibrio de Cournot⁶⁶. Por lo tanto, el sector eléctrico todavía no se comporta bajo competencia perfecta, aunque tampoco se encuentra en una situación de máxima concentración.

En cuanto a la elasticidad de la demanda, vemos como cada escenario considerado afecta directamente a la capacidad de las compañías para subir el precio de mercado. Es decir, al aumentar la pendiente b el precio baja, mientras que si ésta disminuye, el precio de mercado sube⁶⁷. Esto explica el poder de mercado existente en el sector eléctrico, ya que la elasticidad de la demanda es muy rígida y por tanto muy insensible en su mayor parte a la subida del precio.

Por otra parte, la producción hidráulica viene condicionada por la pluviosidad de los períodos. Por ello, las compañías eléctricas con una mayor capacidad instalada, aumentarán en mayor medida su producción en los períodos húmedos, siendo al contrario en los secos.

Según el cuadro 10 del anexo⁶⁸, éste es el caso de Iberdrola⁶⁹ con la mayor producción hidráulica en proporción sobre el total y cuyos resultados oscilarán a favor o en contra dependiendo de estas circunstancias. Además, si las condiciones le son favorables, puede verse tentada a colocarla principalmente en los meses de demanda alta, con el consiguiente aumento de beneficios.

Las estrategias de Endesa y Unión Fenosa serían similares aunque con una pequeña salvedad. Al tener comparativamente una menor capacidad de producción instalada, intentarán colocar la producción siempre en los períodos de demanda alta, con un efecto aún más significativo si se coloca en el escenario de baja elasticidad⁷⁰.

⁶⁶ Al ser la de menor tamaño, es Unión Fenosa la compañía que más produce en relación a su capacidad instalada, por lo que podría estar operando a plena capacidad.

⁶⁷ A medida que aumenta el valor de b , la producción de energía eléctrica aumenta más que proporcionalmente, mientras que si el valor disminuye, es en ese caso el precio el que se incrementa en mayor proporción.

⁶⁸ Todos los resultados del cuadro 10, aún siendo para el 2004, se pueden extrapolar al resto de años que conforman el período de estudio.

⁶⁹ En su caso, esta mayor capacidad instalada para la producción hidráulica se convierte en una ventaja comparativa con respecto a sus competidoras.

⁷⁰ Sin embargo, al no haberse realizado un estudio diferenciado de la producción hidráulica, modelizándola de forma independiente y considerando la variabilidad en la producción final que ocasionan todos estos factores, estos resultados aún siendo plenamente válidos, están parcialmente condicionados por dicha limitación al cálculo. En este sentido,

Respecto a la producción térmica y según el cuadro 10, la solución de Cournot presenta dos características importantes:

- Endesa tiene una mayor capacidad térmica instalada, por lo que si ejerce poder de mercado disminuyendo su producción, lo hace en mayor medida que Iberdrola o Unión Fenosa.
- La producción térmica de las tres compañías es aproximadamente un 80% del total producido. Es por ello por lo que su disminución tiene mayor efecto en la cantidad finalmente ofrecida que en el caso de la energía hidráulica. Como consecuencia, es precisamente esta reducción la que provoca el mayor aumento de los precios.

Por lo tanto, las compañías podrían ejercer poder de mercado reduciendo la producción térmica en general para todos los períodos y reasignando la energía hidráulica entre ellos.

Para finalizar y al igual que en el cuadro 9, también en el cuadro 10 se ha realizado una comparativa entre las soluciones obtenidas para competencia perfecta y para el modelo de Cournot. La interpretación es similar, es decir, la producción total en competencia perfecta es mayor que en el equilibrio de Cournot, siendo Endesa la compañía con una mayor producción térmica, mientras que Iberdrola al tener mayor capacidad hidráulica, genera proporcionalmente más cantidad de este tipo de energía.

5 Los Costes de Transición a la Competencia

Los Costes de Transición a la Competencia (CTC) merecen una mención especial en éste nuestro caso, ya que tras su aparición, se observaron ciertos episodios de incrementos de los precios negociados en el *pool* de la electricidad, por parte de las compañías que ejercen poder de mercado.

Se crean en España en 1998 a raíz de la liberalización del sector eléctrico. En este nuevo marco, inicialmente se establece que las compañías eléctricas que sean titulares de

algunos trabajos han incorporado este tratamiento específico de la energía hidráulica. Pueden verse entre otros, los de Borenstein y Bushnell (1998) y Ocaña y Romero (1998).

instalaciones de producción, tienen derecho a percibir una retribución o compensación por la hipotética disminución de sus ingresos, como consecuencia de la creación de un mercado de electricidad en régimen de competencia perfecta y con precios supuestamente más bajos.

Así, el principal argumento a favor de estas compensaciones fue la incapacidad de dichas compañías para amortizar las inversiones realizadas a lo largo del tiempo y que han dejado de ser eficientes en un contexto en donde sus nuevos competidores, con mejor tecnología, en teoría deberían ofrecer precios más bajos.

Los CTC parten del supuesto base de que, aún siendo retribuciones en forma de ingresos que reciben las compañías eléctricas, no deben influir como tal en las decisiones de producción de cada una de ellas, ya que su recuperación no está totalmente garantizada.

Asimismo, se estableció en un principio un período máximo de 10 años - ampliado posteriormente - para el pago de los CTC, cuya cuantía fijada por el gobierno, ascendía a unos 12.000 millones de euros. Esta cantidad constaba de tres partidas (López Milla, 1999):

- La asignación que compensaba el sobre coste por la utilización de carbón nacional y que se divide en dos partes:
 - a) Las compensaciones a las compañías que mantenían existencias de carbón autóctono a diciembre de 1997.
 - b) El pago de una prima a los titulares de instalaciones de generación que consumían carbón nacional.
- La asignación general
- La asignación específica, destinada a la financiación de los planes extraordinarios:
 - a) Por aparición de dificultades financieras especiales.
 - b) Paradas técnicas de larga duración por averías imputables a causas ajenas a la empresa.

Por tanto, la función de los CTC ha sido y es la de compensar las inversiones realizadas que no se pueden recuperar mediante los ingresos generados por la venta de electricidad y cuyos cálculos realizados para su determinación⁷¹, tienen en cuenta el escenario de un mercado competitivo. En este sentido, se estableció que si el precio de mercado superaba la referencia óptima marcada, las compañías podían recuperar una mayor proporción de los costes fijos, reduciéndose por tanto el importe de los CTC a percibir. Se marcó como referencia un precio medio de 3,61 cént. €/KWh., por lo que si los ingresos anuales obtenidos en términos proporcionales por cada una superaban este límite, se debía descontar la diferencia resultante de los CTC pendientes⁷².

El esquema inicial de liquidación establecido por sistema de diferencias, era el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{CTC} = \text{Inversión no recuperada a través del mercado} \\
 & \text{CTC} = \begin{array}{r} \text{Valor neto contable activos} \\ \text{de producción instalados} \\ \text{a 31-12-1995} \end{array} - \begin{array}{r} \text{Ingresos del mercado} \\ \text{destinados a recuperar} \\ \text{costes fijos} \end{array}
 \end{aligned}$$

Este esquema parte del hecho de que en la ley 54/97 del sector eléctrico, se reconoce un montante total de CTC. Y con el fin de asegurar que las compañías recuperan sus cantidades, los cobros que reciben por este concepto deben por tanto ajustarse con respecto a los ingresos obtenidos en el mercado, es decir, la recuperación de los CTC es en cierto modo proporcional a los ingresos por la venta de energía eléctrica o lo que es igual, los respectivos beneficios de las compañías pasan a depender de la diferencia entre las cuotas de producción y de percepción de dichos CTC. Esto llevó a que en el mercado mayorista, las cuotas de recuperación de los CTC⁷³ influyesen en la conducta y los niveles de producción de las compañías (Yepes Rodríguez, 2005).

De ahí que se modificara en parte el sistema a principios de 1999. Así, una cantidad importante de los CTC pasó a percibirse mediante un porcentaje fijo del 4,5% sobre la

⁷¹ El procedimiento completo de cálculo puede analizarse en López Milla (1999), págs. 200-202.

⁷² En base a la Disposición Transitoria 6ª.3 de Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

⁷³ Estas cuotas de recuperación o de percepción se sitúan en el 51,2% para Endesa, en el 27,1% para Iberdrola, en el 12,9% para Unión Fenosa y en el 5,7% para Hidrocantábrico.

tarifa aplicada a los consumidores⁷⁴. El nuevo sistema formaba parte de un acuerdo entre el Gobierno español y las compañías, por el que se reducía la cuantía máxima de los fondos a percibir pero se reconocía al mismo tiempo el derecho formal a que éstas cobraran CTC por un importe de 8.000 millones de euros, permitiendo además si se estimaba, realizar operaciones de titulización de activos por esa cuantía.

Sea como fuere e independientemente de los diferentes sistemas que se implanten para su recuperación, existen argumentos en contra de estas compensaciones, por cuanto que se consideran una barrera de entrada a nuestro sector eléctrico, al crear entre otros, un efecto distorsionador en los precios negociados en el *pool*. Este efecto lo que provoca es un desconocimiento acerca de si realmente se necesita o no invertir en nueva capacidad de producción, lo cual desincentiva la posible entrada de nuevos operadores⁷⁵.

La posición de la Unión Europea

Otro de los aspectos que inicialmente crearon incertidumbre en cuanto a la recuperación de los CTC, fueron las dudas que manifestó la Comisión Europea respecto a su cobro total y al hecho de que tuvieran la consideración de ayudas estatales. La casualidad - o no - hizo que coincidieran en el tiempo precisamente con los comportamientos anómalos del *pool* descritos anteriormente.

Finalmente se consideraron como un compromiso de pago empleado no solo en España, sino en otros países de la Unión Europea. Los CTC fueron finalmente reconocidos ya que:

- Son una transferencia de pago por compensación a determinados productores, financiado por medio de una tarifa que será repercutida a los consumidores⁷⁶.

⁷⁴ En Crampes y Fabra, (2004) se critican estos cambios en la forma de pago y en los porcentajes de recuperación de los CTC, por considerar que se basan en decisiones no transparentes tomadas desde el Gobierno.

⁷⁵ Otro de estos argumentos se basa en que los CTC también distorsionan los precios a pagar por los consumidores, ya que las compañías comercializadoras ingresan un precio minorista inferior al mayorista negociado en el *pool*, con lo cual no se transmiten señales al mercado que indiquen una posible insuficiencia o escasez en la oferta de energía eléctrica. Este tipo de argumentos ha sido expuesto en varias ocasiones por el TDC. Véase una de ellas en, TDC (2005).

⁷⁶ Según López Milla (1999) pág. 392, "...la imposición de los CTC se puede considerar como un juego se 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".

- Se está de acuerdo con el esquema y la cantidad a compensar, llegando incluso a afirmar que las pérdidas netas para las compañías son superiores a las cantidades fijadas, en este caso por el Gobierno español.
- Se garantiza que nadie cobrará más de lo establecido, en referencia al límite marcado de 3,61 cént. €/KWh.

Los CTC y su influencia en los precios del *pool*

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. En el caso español se consideran también, los siguientes factores:

- La liberalización del sector.
- El acceso de consumidores finales al mercado de electricidad.
- Las expectativas de cobro de los CTC, que condicionan el volumen de ingresos totales en cuanto a la producción de energía eléctrica.

Cuando se inició la liberalización, se observó como en las series de precios de mercado se daban incrementos puntuales que rompían la tendencia establecida. Asimismo se pudo comprobar que 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 en el cobro de los CTC.

Se supone que fueron fijadas estrategias de precios máximos de manera premeditada, con lo cual, el mercado dejaba de operar competitivamente. Es por esto por lo que en aquel momento, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) detectó “anomalías” en los comportamientos de Endesa e Iberdrola que afectaban a las gestiones del operador del sistema, REE, dentro del 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 desvíos⁷⁷. 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 oferta realizada⁷⁸.

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 adecuado⁷⁹.

A partir de ahí, la CNSE no vuelve a observar comportamientos de este tipo, coincidiendo con la modificación 1999 del sistema de liquidación de los CTC, lo cual no deja de ser significativo. Desde ese momento, se supone que las variaciones detectadas en los precios negociados en el *pool* de la electricidad vuelven a deberse principalmente a circunstancias naturales inherentes a los mecanismos de producción⁸⁰.

Aún así, dada la fuerte concentración horizontal del sector eléctrico, en el que las compañías siguen teniendo capacidad para ejercer poder de mercado, no sería de extrañar que volvieran a surgir intentos por alterar los precios de mercado, sobre todo

⁷⁷ La gestión de desvíos resuelve los desvíos entre producción y demanda que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión en el mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. En la resolución de restricciones técnicas y con posterioridad al Programa Base de funcionamiento, se analizan los programas de producción de los grupos y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que estos programas son compatibles con que el suministro de energía eléctrica se realice en condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad. En el caso de que identifiquen restricciones técnicas, éstas se resuelven modificando los programas de producción, dando lugar a un programa técnicamente viable, (REE 2004).

⁷⁸ CNSE (1999b).

⁷⁹ CNSE (1999a).

⁸⁰ Esta afirmación es matizable. Es cierto que la aplicación de un porcentaje fijo en el cobro de los CTC generó mayor seguridad en las compañías eléctricas respecto a la obtención de sus compensaciones, sin embargo hasta que éstas no se recuperen en su totalidad, no desaparecerá parte de la incertidumbre que conlleva, por lo que esta situación podría seguir influenciando en los precios negociados en el *pool*.

cuando las expectativas de cobro futuro de los CTC fuesen desfavorables, si es que lo llegan a ser⁸¹.

Por otra parte y respecto a una posible supresión de las compensaciones, existe una pugna abierta entre diversas compañías. Por un lado, Iberdrola apuesta por su completa eliminación, ya que su cuota de CTC se encuentra por debajo de su cuota de mercado, habiéndolos recuperado además en su mayor parte.

Además, el hecho de que los CTC supongan un límite superior o “techo” a los precios del mercado de electricidad, actuando como un precio regulado o *price cap*, provoca que no pueda maximizar su producción hidráulica al no poder colocarla en el *pool*, lo cual le genera una infrautilización de su capacidad productiva. Es por ello por lo que aboga por su total eliminación, ya que en caso contrario, tendría incentivos para volver a manipular los precios negociados con el fin de alcanzar unos ingresos que actualmente está dejando de obtener.

En el lado contrario se encuentran el resto de compañías - Unión Fenosa, Hidrocarbónico etc. - y principalmente Endesa, que se opone a ello debido a que su cuota de CTC es mucho mayor que su respectiva cuota de mercado, como consecuencia de las enormes inversiones realizadas y que todavía no ha podido recuperar en gran parte, dado que el plazo para su total cobro se fijado por ahora en el año 2010.

Otro de los hechos que han creado controversia en el sector (Crampes y Fabra, 2004), radica en la posibilidad de que disponen las compañías de operar de forma óptima con precios situados por debajo de sus costes marginales, siempre y cuando los cobros por CTC superen su cuota de mercado.

⁸¹ Un argumento contrario aparece en Endesa (2005), en donde se argumenta que los CTC no distorsionan - aunque con alguna salvedad -, el funcionamiento normal del mercado. 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 la regulación secundaria, también opera como un mercado no competitivo.

Esta posibilidad viene dada por el punto de corte entre la función de oferta maximizadora de una determinada compañía y su demanda residual, tal que se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{P - CMg_i}{P} = \frac{1}{\eta_i} \frac{m_i - \alpha_i}{m_i}$$

donde η_i es la elasticidad de la curva de demanda residual de la compañía i , α_i es la cuota que le corresponde por CTC y m_i es la cuota de mercado.

Esto es lo que hizo que en 2004, Gas Natural advirtiera de nuevo de la posible manipulación de precios en el *pool*⁸², los cuales se situaron por debajo de los costes marginales, derivando en la apertura de una investigación por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Según Crampes y Fabra (2004), lo que realmente Gas Natural denunció fue una conducta anti-competitiva ocasionada por la propia estructura de incentivos creada por los CTC.

En este sentido, en el presente trabajo se han observado momentos puntuales en los que se ha producido energía eléctrica con costes marginales superiores a los precios negociados. Si bien, esto se ha debido al enorme incremento en el coste de los combustibles, no deja de ser llamativo que dicha situación se dé en la media mensual de 5 de los meses correspondientes al 2004⁸³.

Aún así, e independientemente de cuando llegue el momento en que desaparezcan los CTC, lo que está claro es que en un mercado como el del sector eléctrico en España, en el que la producción está dominada mayormente por dos compañías, Endesa e Iberdrola, existe margen de maniobra para seguir negociando precios no competitivos.

⁸² Acusaba de forma implícita a Endesa, Unión Fenosa e Hidrocarbónico, éstas dos últimas en menor medida.

⁸³ Concretamente, durante las estimaciones del Índice de Lerner y del Índice ajustado se confirma esta situación en los meses de enero, febrero, abril, mayo y agosto de 2004.

6 Episodios e intentos reales de concentración en España

Cuando dos compañías de un mismo sector se fusionan en términos de igual a igual o bien mediante la adquisición de una de ellas por la otra, se producen dos efectos contrapuestos (Cabral, 1997):

- Un efecto positivo, por cuanto que suelen aparecer mejoras en la eficiencia⁸⁴, aunque sólo sea por la no-duplicidad de factores.
- Un efecto negativo, en el sentido de que estos acuerdos conllevan un aumento de la concentración del mercado, que como hemos visto, suelen provocar un aumento de los precios, influyendo negativamente en el bienestar social al disminuir el excedente de los consumidores.

Esta disminución del bienestar social es la que lleva a los Estados a crear y aplicar políticas en materia de competencia y regulación de mercado⁸⁵, determinando umbrales máximos o críticos en las cuotas de mercado a partir de las cuales, estas fusiones y /o adquisiciones de empresas deben ser prohibidas o al menos muy limitadas en sus resultados y sujetas al cumplimiento de condiciones muy restrictivas.

Por regla general, los principales objetivos que persiguen las fusiones y /o adquisiciones, son básicamente los siguientes:

- Creación de valor para el accionista.
- Obtención de sinergias productivas⁸⁶.
- Perseguir el liderazgo del sector.
- Incremento de la cuota de mercado.
- Aumento de la rentabilidad.

⁸⁴ Los aumentos de eficiencia son difíciles de medir ya que suelen estar unidos a problemas de incentivos y de asimetría en la información.

⁸⁵ Siendo la regulación una opción de intervención pública, intermedia entre el mercado libre o desregulado y la intervención directa, en la que las empresas no disponen de autonomía en la toma de decisiones, Martín y Ocaña (1998).

⁸⁶ Las fusiones y adquisiciones persiguen que el valor de mercado de la compañía resultante sea mayor que el valor de ambas consideradas independientemente. De esta forma, el resultado es superior a la suma de las partes produciéndose las sinergias, siendo menos problemático obtenerlas cuando ambas compañías pertenecen al mismo sector es decir, cuando se tratan de concentraciones de tipo horizontal.

Respecto a las concentraciones de tipo horizontal, la sinergia operativa se consigue bien por el aumento de los ingresos o bien por la reducción de los costes, es decir:

- Aumento de ingresos. Se alcanza con la creación de nuevos productos o servicios que generan un aumento de los ingresos a medio o largo plazo.
- Reducción de costes. Dicha reducción se obtiene a través de las economías de escala, las cuales se generan conforme el coste unitario medio desciende al aumentar el volumen de producción.

Las economías de escala están relacionadas con las economías de alcance, que se definen como el incremento del nivel de producción con el mismo nivel de costes. Ambas son el principal objetivo perseguido por las operaciones de tipo horizontal, ya que con ellas se consigue poder de mercado en el sector.

Episodios

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 fue un ejemplo de medida anti-concentración, ya que con él se pretendía limitar la presencia en el mercado de las grandes compañías eléctricas⁸⁷.

Sin embargo y a pesar de esta medida, ciertos capítulos recientes han intentado e intentan concentrar aún más el sector eléctrico español. En este sentido, un hecho tan relevante como la tentativa de fusión entre Endesa e Iberdrola en el año 2001⁸⁸, evidenció la falta de competencia en el sector, convirtiéndose incluso en un intento por crear algo semejante a un monopolio privado.

Otro de los episodios destacables, fue el intento en el año 2000 de adquisición de Hidrocantábrico por parte de Unión Fenosa, mediante una oferta pública de

⁸⁷ Supuso un duro golpe para los ingresos esperados de las compañías ya que se aprobaron entre otras, limitaciones al crecimiento, la disminución del pago por garantía de potencia o el adelantamiento del plazo de liberalización total del consumo al año 2003.

⁸⁸ 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 (2000b).

adquisición de acciones (OPA) por el 100% de su capital. Como consecuencia, el expediente del Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) expresó de forma clara y contundente, su oposición y negativa a la operación ante lo que supondrían unos niveles elevados de concentración en la producción de energía eléctrica⁸⁹.

OPA hostil de Gas Natural sobre Endesa

En septiembre de 2005, Gas Natural notifica oficialmente tanto al TDC como a la CNE, la operación de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa mediante una OPA hostil. La oferta inicial se dirige al 100% del capital social y consiste en un intercambio de acciones y pago en efectivo por el cual, por cada acción de Endesa, sus accionistas recibirán como contraprestación 7,34 euros en efectivo y 0,560 acciones de nueva emisión de Gas Natural.

Inicialmente, cabe suponer que este hecho vendrá a crear una mayor concentración en el sector, afectando no solamente al mercado de electricidad sino al sector energético español en general, ya que una misma compañía podría operar con poder de mercado tanto en el sector eléctrico como en el sector gasístico de forma simultánea.

Bien es verdad que los informes remitidos por Gas Natural a los dos organismos reguladores en esta materia, presentan un plan de desinversión de activos bastante importante. Pero lo más llamativo de este plan es que más del 90% de dicha desinversión, está incluida en el Acuerdo de 5 de septiembre del 2005 firmado por Gas Natural e Iberdrola, es decir que Iberdrola adquiriría en un 90% los activos y participaciones incluidos en él. Por lo tanto, en ese caso se perdería una oportunidad única de aumentar la competencia en el sector eléctrico, de manera que se destinaran estos activos a la creación de nuevas compañías⁹⁰.

⁸⁹ Se indicaba lo siguiente: "...en la precaria situación actual de las condiciones de competencia en los mercados eléctricos relevantes, la proyectada adquisición de Hidrocantábrico 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 (2000a).

⁹⁰ En TDC (2005) epígrafe 10, se encuentra la relación de compromisos de desinversión aportada por Gas Natural. A su vez, en el informe emitido por la CNE se relacionan un amplio conjunto de condiciones necesarias y de obligado cumplimiento para permitir que la operación se pueda hacer efectiva.

Desde el punto de vista de la teoría financiera, nos encontramos con una OPA de tipo hostil⁹¹, ya que desde el momento inicial del anuncio se ha entablado una fuerte lucha entre los equipos directivos de Gas Natural y de Endesa por convencer a los accionistas de esta última de sus respectivas posiciones y en la que a su vez, ha surgido la figura del “caballero blanco”, por medio de otra compañía energética, en este caso alemana. En realidad, la aparición de un “caballero blanco” no significa otra cosa más que la empresa atacada – Endesa -, lo que está es eligiendo a quién quiere que la controle en el futuro, si es que llega a ser definitivamente adquirida.

Por lo tanto y al margen de la decisión final que está por venir, todo hace pensar que la operación entra en confrontación con los principios establecidos en la liberalización del sector en 1998, ya que concentraría aún más la producción de energía eléctrica, generaría poder de mercado con un seguro aumento de los precios y le restaría al consumidor de mayor libertad de elección en su suministro de electricidad, reduciendo a su vez su propio excedente⁹².

Medidas o soluciones de carácter general

Entre las posibles soluciones que existen para impedir la concentración y el poder de mercado así como los intentos de fusiones y /o adquisiciones, figuran entre otras, la eliminación de las barreras de entrada a nuevos competidores, la expansión en áreas geográficas con problemas de capacidad, la limitación de acuerdos entre compañías ya establecidas con el fin de liberar capacidad, la diversificación de la capacidad existente o el asegurar y facilitar la salida del mercado a las compañías que así lo consideren.

La supresión de las barreras de entrada es uno de los factores más importantes para crear mayor competencia, aunque debe ser considerado únicamente en el largo plazo, dado el exceso de capacidad existente en la actualidad - que permite cubrir sin

⁹¹ Una OPA hostil como tal, es una lucha por la toma de control de una empresa por parte de otra, independientemente del tamaño de cada una de ellas. Esta lucha se establece entre el equipo directivo de la empresa que lanza la OPA, el cual intenta llegar a un acuerdo de compra con los accionistas de la empresa atacada y el equipo directivo de ésta última, el cual al verse “puenteado” en la operación, lucha por evitar el acuerdo ya que corre el riesgo de cesar en sus cargos si la operación finalmente prospera.

⁹² Deberán analizarse también, los movimientos accionariales ocurridos recientemente -y con posterioridad a la finalización de este trabajo-, relativos a la adquisición de un paquete significativo de acciones de Endesa por parte de la constructora Acciona, así como la relativa a la compra del 10% de Iberdrola por parte de la también constructora ACS, operación ésta última cuyo objetivo es el de fusionar dicha eléctrica con Unión Fenosa.

problemas la producción de energía eléctrica - y la escasa importancia de las interconexiones internacionales.

Sin embargo, destaca por encima del resto la desinversión de activos por las grandes compañías. Dicha desinversión, podría venir de la transferencia desde éstas de parte de sus activos de producción hacia otras de nueva creación (García Cebrián, 2002). Yepes Rodríguez (2005), también propone una desinversión de activos del orden del 10%, como medida necesaria para incrementar la eficiencia en el sector eléctrico.

Otro punto de vista sería el expuesto por Crampes y Fabra (2004), según el cual, los episodios analizados demuestran una política sistemática de rechazo a todo tipo de operaciones de concentración, dejando pasar de esta forma, la oportunidad de “desconcentrar” en parte el sector a través de la desinversión de activos, lo cual hubiera favorecido la entrada de nuevos competidores y por tanto, aumentado el número de operadores.

En este sentido, según esta postura las concentraciones entre compañías eléctricas no serían del todo perjudiciales, con la condición de que incluyeran un importante plan de reajuste en materia de activos.

Valoración Final

En cuanto a la valoración global que se pueden dar a estos acuerdos empresariales, todo depende del sector en el que nos encontremos. Si nos atenemos al sector energético español en general y al eléctrico en particular, se suponen más argumentos en contra que a favor.

Las razones más importantes que justifican el rechazo a la concentración, se deben en primer lugar al marco económico y regulador que se decidió implantar en su momento, basado en la liberalización de la producción de energía eléctrica entre otras y por tanto, en una situación de libre mercado. En segundo lugar, porque todos los indicadores demuestran que el mercado de electricidad no está actuando de forma competitiva, con alto poder de mercado y como consecuencia, sin una total libertad de elección en el consumidor final.

Bien es cierto que cada operación de concentración es diferente, tiene sus propias características y debe ser analizada de forma independiente⁹³, pero en el caso del sector eléctrico en España, no parecen convenientes nuevas operaciones de este tipo, más si cabe si lo que se pretende es el ejercicio de la libre competencia.

Además, desde el ámbito regulador y de competencia de mercado se han rechazado hasta ahora los intentos de concentración en el sector, basándose todos ellos en informes técnicos y económicos emitidos por los organismos supervisores en esta materia, en los cuales se han expuesto los inconvenientes que plantean y las razones finales que los desaconsejan.

7 Conclusiones

El principal objetivo perseguido con la liberalización del sector eléctrico en España es el de establecer un régimen de mercado en competencia perfecta, basado en la libertad de elección para el consumidor y en la libre formación de los precios.

Y para medir hasta que punto lo está la producción de energía eléctrica, se han empleado los Índices de concentración y de poder de mercado y realizado simulaciones de precios y cantidades bajo el modelo de oligopolio de Cournot. En este sentido, los resultados obtenidos ponen en tela de juicio el proceso liberalizador, ya que en base a todos ellos, se debe rechazar la hipótesis inicial de plena liberalización en el sector, al encontrarse la producción muy concentrada entre las principales compañías del sector eléctrico.

Los Índices de concentración muestran un elevado nivel de concentración horizontal, habiéndose incluso incrementado para el año 2004. Asimismo, con el Índice de Lerner se han obtenido estimaciones que permiten afirmar la existencia de poder de mercado, ratificadas éstas al ajustarlas a los diferentes escenarios empleados en la elasticidad de la demanda.

⁹³ En Cuadrado Roura, (2006) págs. 413 - 415, se describe y esquematiza de forma detallada el proceso de decisión a emplear sobre empresas con poder de mercado.

En cuanto a la simulación de precios y cantidades, se extrae como principal conclusión el que los precios en el equilibrio de Cournot son muy superiores a los de competencia perfecta, mientras que la producción es claramente inferior, lo que implicaría poder real para retirar energía eléctrica del mercado por parte de las compañías, provocando un desequilibrio entre la oferta y la demanda. En este sentido, se han analizado los efectos de retiradas parciales de la producción de los diferentes tipos de energía.

En otro orden de cosas, en el cuadro 8 se observa como los costes marginales se han incrementado de forma considerable, superando en momentos determinados a los precios de mercado. Esta situación anómala, sin embargo no viene derivada por una mayor competencia desde el lado de la oferta de energía eléctrica, sino por el excesivo aumento en el precio de los combustibles para la producción. En este sentido, materias primas tales como el carbón y el petróleo actúan como externalidades que afectan negativamente a la producción, generando también de esta forma imperfecciones en el funcionamiento del mercado.

Como soluciones al problema, se deberían proponer entre otras, un incremento de la producción en régimen ordinario por parte de las centrales de ciclo combinado y de las nucleares, si bien en el caso de la energía nuclear el incremento estaría limitado, debido a factores potencialmente peligrosos para el medioambiente y el conjunto de la sociedad. También la producción hidráulica sigue teniendo un peso importante, aunque su producción es muy variable, al estar siempre condicionada por los niveles de pluviosidad que resulten de cada año.

Más importante aún es y seguirá siendo, el incremento de la producción en régimen especial a través de las energías renovables. Tanto las grandes compañías productoras en régimen ordinario, como las propias del segmento están apostando por su uso, más barato y menos contaminante, el cual debería por ello consolidarse en un futuro no muy lejano.

En cuanto a las posibles medidas a tomar para disminuir la concentración y el poder de mercado, se proponen entre otras la eliminación de las barreras de entrada, la expansión en áreas geográficas con problemas de capacidad, la limitación de acuerdos

entre empresas ya establecidas permitiendo liberar capacidad, la diversificación de la capacidad existente o incluso facilitar a las compañías la salida del mercado.

En este sentido, para conseguir que la actividad se liberalice totalmente, sería necesaria la entrada de nuevas compañías productoras. Y aunque en realidad la entrada está siendo efectiva, al existir cada vez más un mayor número de agentes registrados, el problema radica en sus respectivas cuotas de mercado, todavía insignificantes en comparación con respecto a las de las grandes compañías.

Otro de los conceptos destacados son los CTC, ya que su existencia puede condicionar la libre variación de precios principalmente en los momentos de mayor demanda. Es decir, en ocasiones los CTC constituyen un problema para el mercado mayorista ya que suelen actuar como un *price cap* encubierto. Asimismo y por su propia estructura, han generado episodios en los cuales se han negociado precios por debajo de los costes marginales, beneficiando de esta forma a las compañías con una mayor cuota de recuperación de CTC con relación a su cuota de mercado. Por ello, constituyen en parte un mecanismo de distorsión en el *pool* de la electricidad, por el cual se han producido en momentos determinados, incrementos premeditados en los precios.

Asimismo, en los períodos de 2004 en que el coste marginal se incrementó considerablemente por el encarecimiento de las materias primas, los precios negociados en el *pool* fueron menores que dichos costes marginales. De ahí que con ello se haya podido pretender una mayor recuperación de los CTC, principalmente por las compañías eléctricas con mayores inversiones realizadas.

Finalmente y en cuanto a posibles fusiones en el sector, únicamente añadir que en general, se han producido OPAs y se seguirán produciendo en el futuro durante décadas en todos y cada uno de los sectores económicos, como procedimientos de concentración que son y que en unos casos generarán eficiencias económicas y financieras tanto para la empresa fusionada como para el sector en sí, mientras que en otros casos serán totalmente perjudiciales.

Bibliografía

Borenstein, S. y Bushnell, J. (1998): "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry", *NBER, Working Paper 6463*.

Borenstein, S., Bushnell, J. y Wolak, F. (2002): "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", *American Economic Review*, Vol. 92, No. 5, 1376 - 1405.

British Petroleum, Co. (2005): *BP Statistical Review of World Energy*.

Bunn, D. y Martoccia, M. (2005): "Unilateral and collusive market power in the electricity pool of England and Wales", *Energy Economics*, 27, 305 - 315.

Cabral, L. (1997): *Economía Industrial*, McGraw-Hill, Madrid.

CNE (2006): *Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos*, febrero.

- (2005a): *Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural, SDG, S.A. mediante oferta pública de adquisición de acciones.*
- (2005b) y (2004a): *Información básica de los sectores de la energía.*
- (2005c), (2004b), (2003) y (2000): *Anexo de los sectores de la energía.*

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.

- (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.

Crampes, C. y Fabra, N. (2004): "The Spanish Electricity Industry: *Plus ça change...*", *CMI Working Paper*, The Cambridge - MIT Institute.

Cuadrado Roura, J. R. (2006): *Política Económica. Objetivos e Instrumentos*, 3ª ed., McGraw-Hill, Madrid.

Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

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

- *Informe de Sostenibilidad*, varios años.

Fabra, N. y Toro, J. (2005): "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market", *Documento de Trabajo*, Universidad Carlos III de Madrid.

- Friedman, M.** (1980): *Teoría de los Precios*, Alianza Universidad Textos.
- García Cebrián, L. I.** (2002): "El Sector Eléctrico Español", *Cuadernos Económicos "Escuela y Despensa"*, No. 13, Facultad C.C. Económicas y Empresariales, Universidad de Zaragoza.
- Gibbons, R.** (1993): *Un Primer Curso de Teoría de Juegos*, Antoni Bosch, editor.
- Green, R. y Newbery, D.** (1997): "Competition in the Electricity Industry in England and Wales", *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 13, No. 1, 27-46.
- (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market", *The Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, 929-953.
- Hidroeléctrica del Cantábrico:** *Informe de Sostenibilidad*, varios años.
- Hunt, S.** (2002): *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, Nueva York, EE.UU.
- Iberdrola:** *Informe de Sostenibilidad*, varios años.
- Klemperer, P. y Meyer, M.** (1989): "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty", *Econometrica*, Vol. 57, No. 6, 1243 - 1277.
- 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.
- Martín, Ma. J. y Ocaña, C.** (1998): "Competencia practicable y regulación", *CNSE, DT 001/98*, febrero.
- Newbery, D.** (2004): "Electricity Liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design", *CMI Working Paper 64*, The Cambridge - MIT Institute.
- (2002): "Issues and options for restructuring electricity supply industries", *CMI Working Paper 01*, The Cambridge - MIT Institute.
- Ocaña, C. y Romero, A.** (1998): "Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España", *CNSE, DT 002/98*, febrero.
- OMEL** (2006): *Mercado de Electricidad. Evolución del Mercado de Producción de Energía Eléctrica*, febrero.
- (2004): *Mercado de Electricidad*.
- Pérez, J., Jimeno, J. J. y Cerdá, E.** (2003): *Teoría de Juegos*, Pearson Prentice Hall, Madrid.

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 (2004) y (2003): *El Sistema Eléctrico Español*.

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

Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa (2001): *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*, de 5 de abril (BOE de 20 de abril).

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

Stoft, S. (2002): *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*, Wiley Interscience, John Wiley & Sons, Nueva York, EE.UU.

Sweeney, J. L. (2002): *The California Electricity Crisis*, Hoover Institution Press, Stanford Institute for Economic Policy Research, California.

Tamaschke, R., Docwra, G. y Stillman, R. (2005): "Measuring market power in electricity generation: A long-term perspective using a programming model", *Energy Economics*, 27, 317 - 335.

TDC (2005): *Expediente de Concentración Económica C 94/05 Gas Natural/ Endesa*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

- (2000a): *Expediente de Concentración Económica C 54/00 Unión Fenosa/ Hidroeléctrica del Cantábrico*, Tribunal de Defensa de la Competencia.

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

Unión Fenosa: *Informe de Sostenibilidad*, varios años.

von der Fehr, N. M. y Harbord, D. (1993): "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry", *The Economic Journal*, Vol. 103, No. 418, 531 - 546.

Wolfram, C. (1999): "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market", *American Economic Review*, Vol. 89, No. 4, 805 - 826.

Yepes Rodríguez, R. (2005): "Análisis mediante teoría de juegos de la evolución de la competencia en el sector eléctrico español", *Revista de Estudios de Economía Aplicada*, 23-2, 2005. págs. 335 - 362.

Anexo

Cuadro 1
Balance Anual de Explotación
Energía Eléctrica Peninsular (GWh)

Origen	2000	2001	2002	2003	2004	% variación 2004 - 2003
Hydroeléctrica	27.842	39.424	22.559	38.773	29.777	-23,2
Nuclear	62.206	63.708	63.016	61.875	63.606	2,8
Carbón Nacional	62.769	55.377	65.549	59.072	63.277	7,1
Carbón Importación	13.605	12.714	13.193	13.177	13.082	-0,7
Gas Natural*	4.380	5.420	11.819	18.683	28.974	55,0
Fuel-Oil**	5.869	6.978	9.996	4.343	7.697	77,2
Régimen Especial	26.526	30.121	34.127	39.761	45.329	14,0
Consumo Bombeo	4.907	4.131	6.957	4.678	4.605	-1,5
Saldo Internacional	4.441	3.458	5.329	1.264	-3.027	-339,4
Total	212.545	221.331	232.545	241.626	253.320	4,8

Elaboración propia a partir de datos en CNE (2005c).

* Ciclo combinado

** Fuel - Oil / Gas

Cuadro 2
Balance de Capacidad o Potencia Instalada (MW)

Zona	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica	16.524	16.586	16.586	16.657	16.657
Nuclear	7.799	7.816	7.816	7.876	7.876
Carbón*	11.542	11.565	11.565	11.565	11.565
Gas Natural	3.582	3.582	3.582	3.432	3.432
Fuel-Oil	4.632	4.632	3.912	3.498	3.498
Ciclo Combinado	-	-	2.794	4.394	8.285
Total Régimen Ordinario	44.079	44.181	46.255	47.422	51.313
Régimen Especial	8.986	10.876	13.100	14.652	17.112
Total Sistema Peninsular	53.065	55.057	59.355	62.074	68.426

Fuente: CNE (2005c).

* Incluye a la Hulla y Antracita, el Lignito pardo y el Lignito negro como capacidad de carbón nacional y al carbón de importación.

Cuadro 3
Unidades de Producción Final - Enero 2006

Agente Titular	Energía MWh	Cuota de Energía %
Endesa Generación	7.395.254,5	29,71
Iberdrola Generación	4.660.917,5	18,73
Unión Fenosa Generación	2.732.467,5	10,98
Régimen Especial	1.280.573,0	5,15
Hidrocantábrico Generación	1.233.034, 8	4,95
Gas Natural SDG	1.142.522,7	4,59
Viesgo Generación	655.197,5	2,63
Iberdrola Generación	605.395,8	2,43
Bizkaia Energía	499.085,5	2,01
Bahía de Bizkaia Electricidad	464.829,0	1,87
Nueva Generadora del Sur	447.558,1	1,80
Nuclenor	346.715,4	1,39
Tarragona Power	224.731,5	0,90
Céntrica Energía	202.186,4	0,81
Endesa Cogeneración y Renovables	172.014,1	0,69
Acciona Energía	158.130,3	0,64
Elcogas	141.243,8	0,57
Hidroeléctrica Ibérica	140.748,6	0,57
Fuerzas Eléctricas de Navarra	139.943,5	0,56
Generación Eléctrica Peninsular	137.985,5	0,55
REE	120.468,0	0,48
Eléctrica de la Ribera del Ebro	92.102,0	0,37
Otros	1.896.191,5	7,62
Total	24.889.296,5	100

Fuente: OMEL (2006), pág. 21.

Cuadro 4

Indicadores de Concentración Horizontal en la Producción de Energía Eléctrica

	1985	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
C ₂ (%)	44,00	46,20	55,18	53,24	53,49	54,59	50,14	57,45	57,86
C ₄ (%)	-	-	68,70	67,61	68,30	68,19	65,58	72,04	72,55
IHH	1.500	1.600	1.936	1.885	1.875	1.849	1.642	2.030	2.044

Elaboración propia a partir de datos en CNE (2005c) págs. 63-64, (2004b) y (2000) págs. 65-66 y (2003) págs. 69-70.

Los resultados de C₂ e IHH para los años 1985 y 1990 corresponden a López Milla (1999), 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 Hidrocantábrico.

- Para los años 1998 y 1999, los cálculos de Endesa se realizan agregando las cuotas de todas las eléctricas pertenecientes al grupo. A partir de 2001, los datos oficiales ya son homogéneos.

- En los valores obtenidos para IHH, se ha redondeado la parte decimal al siguiente entero.

Cuadro 5

Índice de Lerner de Poder de Mercado

Período 2000 - 2004

	2000	2001	2002	2003	2004	2000-2004
Índice de Lerner	0,357 (0,125)	0,327 (0,210)	0,515 (0,122)	0,318 (0,155)	0,034 (0,129)	0,310 (0,217)

Elaboración propia a partir de datos en OMEL (2004). Las desviaciones típicas aparecen entre paréntesis.

Cuadro 6

Escenarios Elasticidad de la Demanda

Período 2000 - 2004

	2000	2001	2002	2003	2004	2000-2004
b = 0,10	0,04	0,04	0,05	0,04	0,03	0,04
b = 0,25	0,11	0,10	0,12	0,09	0,08	0,10
b = 0,50	0,21	0,20	0,24	0,18	0,16	0,20

Elaboración propia a partir de datos en OMEL (2004). En los valores de la pendiente *b*, se han utilizado sus equivalentes -50, -125 y -250 (Wolfram, 1999).

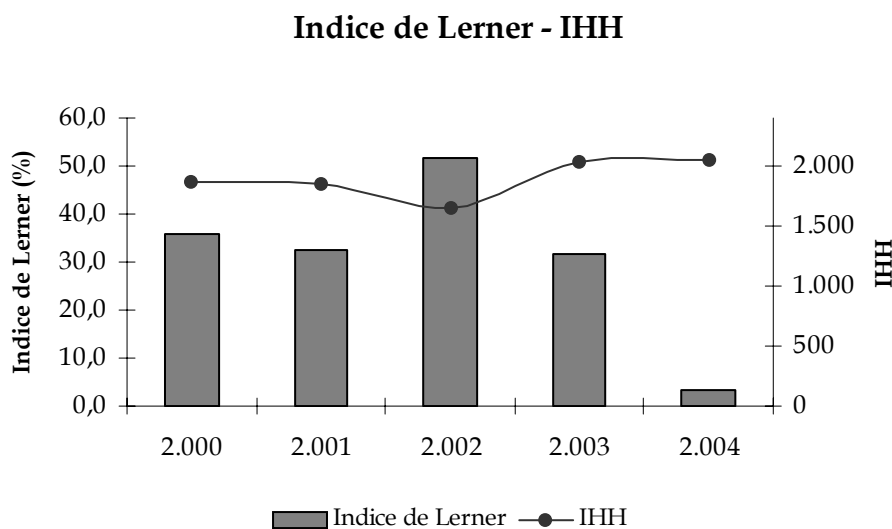
Cuadro 7

Índice de Lerner ajustado a la Elasticidad de la Demanda Período 2000 - 2004

	2000	2001	2002	2003	2004	2000-2004
b = 0,10	0,014 (0,005)	0,013 (0,008)	0,026 (0,006)	0,013 (0,006)	0,001 (0,005)	0,013 (0,010)
b = 0,25	0,039 (0,014)	0,033 (0,021)	0,062 (0,015)	0,029 (0,014)	0,003 (0,013)	0,033 (0,024)
b = 0,50	0,075 (0,026)	0,065 (0,042)	0,124 (0,029)	0,057 (0,028)	0,007 (0,026)	0,066 (0,048)

Elaboración propia. Las desviaciones típicas aparecen entre paréntesis.

Gráfico 1



Elaboración propia.

Cuadro 8
Costes Marginales Producción Peninsular Régimen Ordinario Período 2000
- 2004 (cént. € / KWh)

Centrales Térmicas	2000			2001			2002			2003			2004		
	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total
Endesa															
Compostilla (HA)	1,776	0,131	1,907	1,776	0,131	1,907	1,176	0,087	1,263	1,836	0,178	2,014	3,255	0,316	3,571
Anllares (HA)	1,776	0,131	1,907	1,776	0,131	1,907	1,176	0,087	1,263	1,836	0,178	2,014	3,255	0,316	3,571
As Pontes (LP)	0,888	0,039	0,927	0,888	0,039	0,927	0,588	0,026	0,614	0,920	0,033	0,953	1,652	0,059	1,711
Teruel (LN)	0,888	0,088	0,976	0,888	0,088	0,976	0,588	0,058	0,646	0,920	0,089	1,009	1,652	0,160	1,812
Litoral (CI)	1,776	0,114	1,890	1,776	0,114	1,890	1,176	0,076	1,252	1,836	0,170	2,006	3,255	0,301	3,556
Los Barrios (CI)	1,776	0,114	1,890	1,776	0,114	1,890	1,176	0,076	1,252	1,836	0,170	2,006	3,255	0,301	3,556
Besós (FU)	4,224	0,623	4,847	4,015	0,593	4,847	2,992	0,442	3,434	3,120	0,528	3,648	5,253	0,890	6,143
Foix (FU)	4,224	0,623	4,847	4,015	0,593	4,847	2,992	0,442	3,434	3,120	0,528	3,648	5,253	0,890	6,143
San Adrián (FU)	4,224	0,623	4,847	4,015	0,593	4,847	2,992	0,442	3,434	3,120	0,528	3,648	5,253	0,890	6,143
C. Colón (FU)	4,224	0,623	4,847	4,015	0,593	4,847	2,992	0,442	3,434	3,120	0,528	3,648	5,253	0,890	6,143
San Roque 2 (CC)	-	-	-	-	-	-	3,836	0,256	4,093	2,497	0,075	2,572	2,275	0,068	2,343
Besós 3 (CC)	-	-	-	-	-	-	3,836	0,256	4,093	2,497	0,075	2,572	2,275	0,068	2,343
Tarragona E (CC)	-	-	-	-	-	-	3,836	0,256	4,093	2,497	0,075	2,572	2,275	0,068	2,343
Ascó I (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Ascó II (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Vandellós II (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Garona (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Almaraz I (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Almaraz II (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Trillo (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Hidrocantábrico															
Aboño (HA)	1,128	0,083	1,211	1,128	0,083	1,211	0,846	0,062	0,908	1,116	0,108	1,224	1,897	0,184	2,081
Soto (HA)	1,128	0,083	1,211	1,128	0,083	1,211	0,846	0,062	0,908	1,116	0,108	1,224	1,897	0,184	2,081
Castejón 2 (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,892	0,057	1,949	2,118	0,064	2,181
Trillo (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123

(Cont.)

	2000			2001			2002			2003			2004		
	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total	C	OM	Total
Iberdrola															
Lada (HA)	1,332	0,098	1,430	1,332	0,098	1,430	0,969	0,071	1,040	1,336	0,130	1,466	2,366	0,230	2,596
Guardo (HA)	1,332	0,098	1,430	1,332	0,098	1,430	0,969	0,071	1,040	1,336	0,130	1,466	2,366	0,230	2,596
Pasajes (CI)	1,332	0,086	1,418	1,332	0,086	1,418	0,969	0,062	1,031	1,336	0,123	1,459	2,366	0,219	2,585
Castellón (FU)	3,336	0,492	3,828	3,058	0,451	3,509	2,816	0,416	3,232	3,432	0,581	4,013	4,964	0,841	5,805
Santurce (FU)	3,336	0,492	3,828	3,058	0,451	3,509	2,816	0,416	3,232	3,432	0,581	4,013	4,964	0,841	5,805
Escombreras (FU)	3,336	0,492	3,828	3,058	0,451	3,509	2,816	0,416	3,232	3,432	0,581	4,013	4,964	0,841	5,805
Aceca (FU)	3,336	0,492	3,828	3,058	0,451	3,509	2,816	0,416	3,232	3,432	0,581	4,013	4,964	0,841	5,805
Castellón 3(CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Castejón (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Tarragona P (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
B. Bizk. E (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Santurce (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Aceca (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Arcos F (CC)	-	-	-	-	-	-	1,582	0,106	1,688	1,837	0,055	1,892	2,372	0,071	2,443
Cofrentes (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Almaraz I (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Garoña (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Trillo I (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Vandellós II (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Ascó II (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Unión Fenosa															
Narcea (HA)	1,876	0,138	2,014	1,924	0,142	2,066	1,377	0,101	1,478	1,820	0,177	1,997	3,185	0,309	3,494
Anllares (HA)	1,876	0,138	2,014	1,924	0,142	2,066	1,377	0,101	1,478	1,820	0,177	1,997	3,185	0,309	3,494
La Robla (HA)	1,876	0,138	2,014	1,924	0,142	2,066	1,377	0,101	1,478	1,820	0,177	1,997	3,185	0,309	3,494
Meirama (LP)	0,940	0,041	0,981	0,968	0,042	1,010	0,720	0,032	0,752	0,948	0,034	0,982	1,666	0,059	1,725
Aceca (FU)	3,072	0,202	3,274	2,277	0,149	2,426	2,585	0,170	2,755	2,820	0,478	3,298	3,944	0,668	4,612
Sabón (FU)	3,072	0,202	3,274	2,277	0,149	2,426	2,585	0,170	2,755	2,820	0,478	3,298	3,944	0,668	4,612
J. Cabrera (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123
Almaraz I (NU)	1,020	0,074	1,094	1,030	0,075	1,105	1,040	0,076	1,116	1,050	0,063	1,113	1,060	0,063	1,123

Elaboración propia a partir de datos en Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico: *Informe de Sostenibilidad*, varios años, REE (2004) y (2003) y BP (2005).

C - Costes de Combustible

OM - Costes Operativos y de Mantenimiento

Total - Total Coste Marginal

Los costes marginales son los correspondientes a las centrales de tipo térmico. Los costes de combustible de las centrales hidráulicas no se incluyen al ser prácticamente nulos.

Tipos de Centrales:

HA - Hulla y Antracita (Carbón)

LP - Lignito Pardo (Carbón)

LN - Lignito Negro (Carbón)

CI - Carbón Importado

FU - Fuel-Oil / Gas

CC - Ciclo Combinado

NU - Nuclear

El coste marginal total es la suma del coste del combustible y de los costes de operación y mantenimiento, incluyéndose éstos últimos por ser períodos anuales.

Los costes de las centrales térmicas de ciclo combinado son calculados a partir de su puesta en funcionamiento en el año 2002.

Principales Equivalencias Caloríficas⁹⁴ empleadas:

1 Tonelada métrica (Te) de crudo = 12 MWh

1 Te = 1,5 Te carbón Hulla-Antracita e Importado

1 Te = 3 Te carbón Lignito Pardo o Negro

1 Te = $40 \cdot 10^6$ British thermal units (Btu)

1 Te = 6,7 barriles de fuel-oil

1 Te = $0,9 \cdot 10^6$ m³

Coste del combustible

Se obtiene de la relación final entre la eficiencia térmica y el precio de los diferentes combustibles a pie de central. Para su estimación, se ha calculado la eficiencia térmica de cada compañía, para cada tipo de central y con carácter anual. Desde el punto de vista técnico, la eficiencia térmica es la relación entre el trabajo que se produce y el calor que se necesita de una fuente de energía

⁹⁴ BP (2005).

determinada o más concretamente, la fracción de calor absorbido que se obtiene como trabajo producido,

$$\eta = \frac{[W]}{[Q_c]}$$

donde η es la eficiencia térmica medida en valor absoluto, W el trabajo producido y Q_c la cantidad de materia prima utilizada. Se mide en porcentaje y su valor depende del tipo de combustible. En este caso, se ha obtenido en función de los datos suministrados por los *Informes de Sostenibilidad* de las compañías eléctricas, respecto a la producción de energía eléctrica anual y el consumo de combustibles en la producción. A tal efecto, se han realizado las transformaciones necesarias para homogeneizar toda la información.

Asimismo, se considera que los sistemas productivos de las compañías son iguales para cada tipo de central, por lo que la eficiencia térmica de las centrales con iguales características técnicas es idéntica en todas ellas.

También se han realizado las equivalencias energéticas según el tipo de combustible para su conversión a la unidad de producción final, Kg /KWh.

La media anual de los precios de los distintos tipos de combustible está recogida en BP (2005), figurando en dólares americanos. Para su conversión en euros se ha fijado un tipo de cambio fijo promedio aproximado para todo el período de 1,20 \$/€.

- Carbón

En un escenario de libertad de aprovisionamiento y de ayudas estatales a la producción, se considera indiferente el consumo de carbón nacional o de carbón de importación, por lo que el precio de éste último es válido para ambos y ha sido el empleado en este caso. Se han utilizado los precios medios de mercado para cada año del carbón tipo *Northwest Europe*, (\$/Te).

La relación final de equivalencia por transformación de cada Te de carbón ha sido la siguiente:

1 Te Carbón (HA) y (CI) = 8 MWh

1 Te Carbón (LP) y (LN) = 4 MWh

- Fuel-Oil

Se ha estimado en función de la media de precios para cada año del barril de crudo tipo *Brent*, (\$/barril).

Relación final de equivalencia:

1 Te crudo = 12 MWh

- Gas Natural

Estimado en función de la media de precios para cada año del gas natural tipo *European Union*, (\$/1·10⁶ Btu).

Relación final de equivalencia:

1 Te crudo = $40 \cdot 10^6$ Btu = 12 MWh

- Energía Nuclear

Su eficiencia térmica es directamente la unidad. Asimismo y al ser muy bajo el precio del combustible, se ha decidido aplicar una pequeña variación anual de 0,01 cént.€ proporcional y decreciente respecto del precio real de mercado para el 2004, de 1,06 cént.€ /KWh.

Costes de Operación y Mantenimiento

Coste indirecto calculado en función de los niveles de utilización e indisponibilidad de las centrales térmicas. Se imputa al coste marginal en proporción al coste del combustible. Para su obtención se han utilizado los datos disponibles en REE (2004) y (2003), considerando idénticos los coeficientes de utilización y de indisponibilidad de los años 2004 y 2003 por un lado y los del período 2000-2002, por otro. Indicar asimismo, que REE suministra la información por tipo de central desglosada de la siguiente forma:

Centrales de carbón:

- Hulla y Antracita
- Carbón Importado
- Lignito Pardo
- Lignito Negro

Centrales de Fuel-Oil / Gas

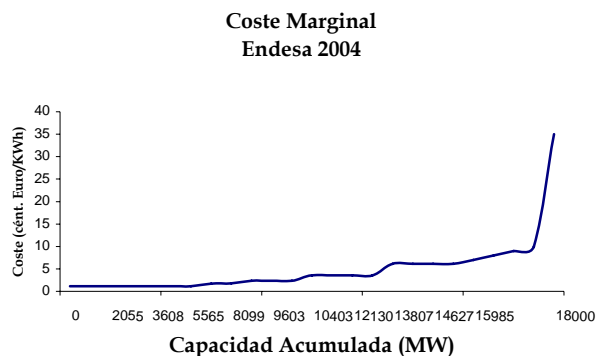
Centrales de Ciclo Combinado

Centrales Nucleares

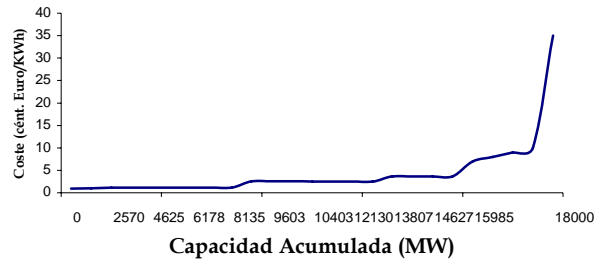
Los costes de operación y mantenimiento se han considerado idénticos para todas las centrales del mismo tipo de cada una de las compañías, siendo variables únicamente de año en año.

Grafico 2

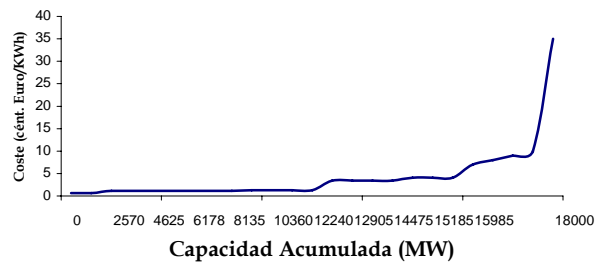
Curvas de Costes Marginales



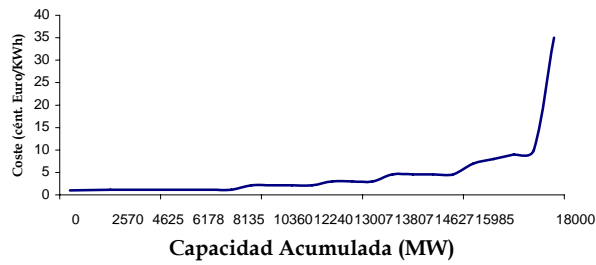
**Coste Marginal
Endesa 2003**



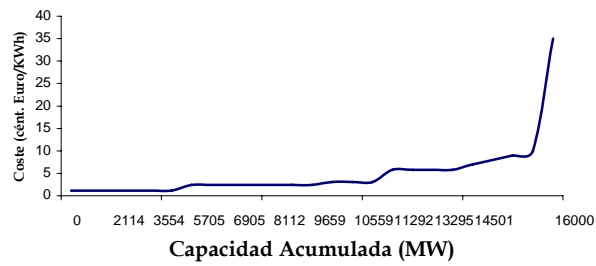
**Coste Marginal
Endesa 2002**



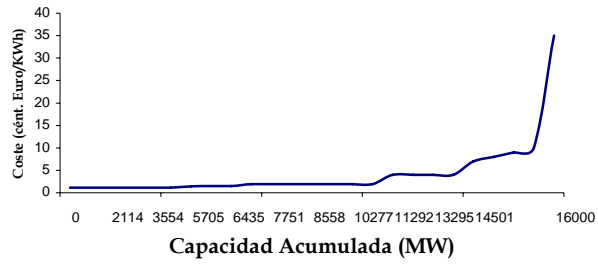
**Coste Marginal
Endesa 2000-2004**



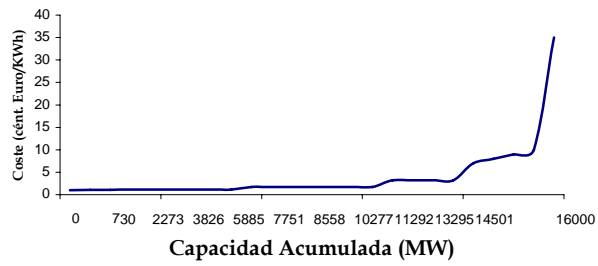
**Coste Marginal
Iberdrola 2004**



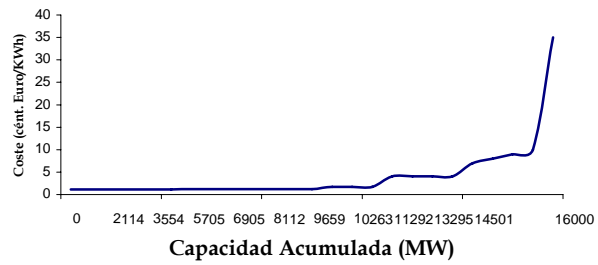
**Coste Marginal
Iberdrola 2003**



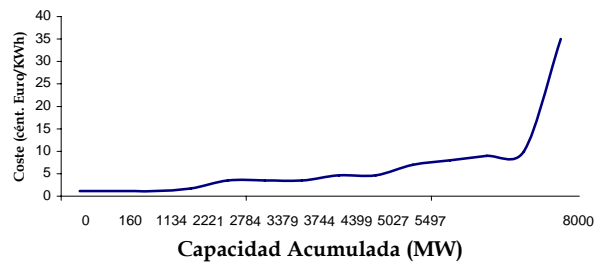
**Coste Marginal
Iberdrola 2002**



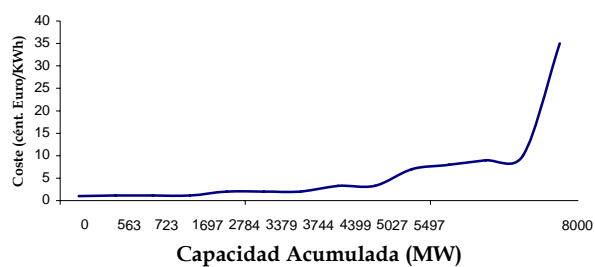
**Coste Marginal
Iberdrola 2000-2004**



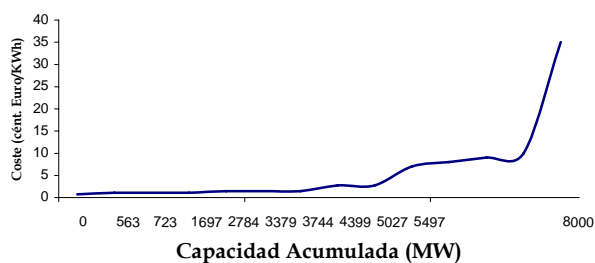
**Coste Marginal
Unión Fenosa 2004**



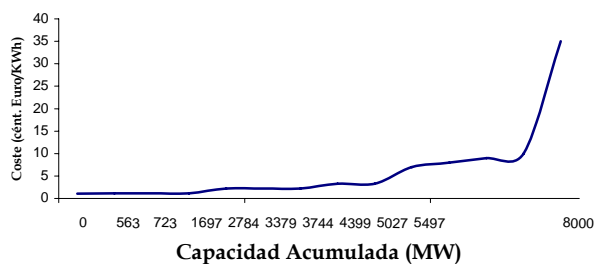
**Coste Marginal
Unión Fenosa 2003**



**Coste Marginal
Unión Fenosa 2002**



**Coste Marginal
Unión Fenosa 2000-2004**



Cuadro 9
Simulación Modelo de Cournot vs. Competencia Perfecta
Período 2000 - 2004

	Elasticidad de la Demanda		
Año 2004	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Precio Competencia Perfecta (cént. €/ KWh)	2,51	2,51	2,51

<u>Precio Equilibrio Cournot</u> (cént. € / KWh)	36,18	16,86	10,28
Producción Competencia Perfecta (GWh)	138.917	146.522	159.101
Producción Equilibrio Cournot (GWh)	100.850	106.181	115.744
Año 2003	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Precio Competencia Perfecta (cént. € / KWh)	1,82	1,82	1,82
<u>Precio Equilibrio Cournot</u> (cént. € / KWh)	33,64	14,78	8,91
Producción Competencia Perfecta (GWh)	131.775	134.544	146.351
Producción Equilibrio Cournot (GWh)	95.448	97.626	106.359
Año 2002	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Precio Competencia Perfecta (cént. € / KWh)	1,60	1,60	1,60
<u>Precio Equilibrio Cournot</u> (cént. € / KWh)	28,16	12,70	7,56
Producción Competencia Perfecta (GWh)	110.749	115.552	123.530
Producción Equilibrio Cournot (GWh)	79.679	83.266	89.246
Año 2001	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Precio Competencia Perfecta (cént. € / KWh)	1,76	1,76	1,76
<u>Precio Equilibrio Cournot</u> (cént. € / KWh)	30,29	13,73	8,20
Producción Competencia Perfecta (GWh)	118.589	123.815	132.642
Producción Equilibrio Cournot (GWh)	85.443	89.347	95.860
Año 2000	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Precio Competencia Perfecta (cént. € / KWh)	1,80	1,80	1,80
<u>Precio Equilibrio Cournot</u> (cént. € / KWh)	29,00	13,23	7,99
Producción Competencia Perfecta (GWh)	114.766	119.740	128.208
Producción Equilibrio Cournot (GWh)	81.533	85.544	92.176

Elaboración propia a partir de datos en OMEL (2004), REE (2004) y años anteriores, CNE varios años, Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa: *Informe de Sostenibilidad*, varios años y cuadro 8. Los datos han sido calculados en €/GWh y en su equivalente en cént. €/KWh.

Las funciones de demanda empleadas son de tipo lineal, $D(p) = A - bp$, donde b es la pendiente de la elasticidad de la demanda y A un parámetro constante a estimar en función de los costes marginales de las compañías.

Para el cálculo de las funciones de demanda, se parte de la información existente respecto a la distribución mensual de la demanda de energía eléctrica peninsular, para el período 2000-2004 y disponible en REE (2004). Dicha información corresponde al total de la demanda, por lo que para hallar la correspondiente al régimen ordinario, se han deducido la demanda en régimen especial y el saldo de los intercambios internacionales. Del porcentaje final correspondiente al régimen ordinario, se ha restado a su vez los consumos propios de la producción y bombeo.

Con el fin de calcular la demanda para el modelo de Cournot - Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa -, a la demanda final en régimen ordinario se le ha deducido la parte correspondiente a la oferta de energía eléctrica de las compañías precio-aceptantes o *competitive fringe*, en función de sus cuotas anuales de producción (Borenstein y Bushnell, 1998), disponibles en CNE, varios años.

Una vez desglosada la demanda para el modelo de Cournot y con el fin de obtener las funciones de demanda, se han especificado tres escenarios de respuesta al precio en función de la elasticidad. Para ello y siguiendo el procedimiento empleado anteriormente en el cálculo del Índice ajustado de Lerner, se utilizan en valor absoluto los coeficientes 0,10, 0,25 y 0,50, relativos a las pendientes de la elasticidad de la demanda, b (Green y Newbery, 1992).

Asimismo, se han considerado tres períodos anuales identificados como demanda alta - meses de enero, julio, noviembre y diciembre -, demanda media - febrero, marzo, septiembre y octubre - y demanda baja - abril, mayo, junio y agosto -. Debido a la dificultad en la disponibilidad de la información, no se han considerado escenarios relativos a los períodos horarios.

En la estimación de A , se han utilizado estas tres funciones de demanda parciales y el coste medio marginal de las compañías para cada año, resultando 3 valores que posteriormente han sido agregados. De esta forma, se han obtenido finalmente las tres funciones de demanda anuales para cada uno de los valores de b .

En el modelo de Cournot, a su vez se han utilizado las medias anuales de los costes marginales - cuadro 8 -, tanto de Endesa, como de Iberdrola y Unión Fenosa.

Respecto al cálculo del pago por garantía de potencia, para su estimación y a partir de los datos mensuales disponibles en OMEL (2004), éstos han sido agregados para los períodos de demanda alta, media y baja, en base al mismo criterio anterior. A su vez, conforme a los datos en REE (2004) y anteriores, relativos al balance peninsular de potencia total instalada en régimen ordinario y los de capacidad individual instalada, disponibles en los *Informes de*

Sostenibilidad de cada compañía, se han calculado los coeficientes aplicables para cada una de ellas. En la capacidad individual instalada se han deducido las empleadas en la producción por cogeneración y energías renovables. El resultado final es una estimación media de la garantía de potencia por compañía, con carácter anual y en función del período de demanda.

Finalmente, con los costes marginales y una vez estimadas las funciones lineales de demanda y los pagos por garantía de potencia, se han obtenido las cantidades y el precio de equilibrio de Cournot para los tres escenarios de *b*. Asimismo, se ha realizado una estimación de las cantidades producidas en régimen de competencia perfecta, igualando el precio al coste marginal en cada uno de los años.

Cuadro 10

Simulación Modelo de Cournot vs. Competencia Perfecta **Precios y Producción Energía Eléctrica Año 2004**

Elasticidad de la Demanda	b = 0,10	b = 0,25	b = 0,50
Competencia Perfecta			
Precio (cént. €/ KWh)	2,51	2,51	2,51
Producción (GWh)	138.917	146.522	159.101
Endesa			
Hidráulica	10.074	10.626	11.538
Térmica	70.776	74.650	81.059
Total Producción (GWh)	80.850	85.276	92.597
Iberdrola			
Hidráulica	8.203	8.652	9.394
Térmica	31.194	32.902	35.727
Total Producción (GWh)	39.397	41.554	45.121
Unión Fenosa			
Hidráulica	3.256	3.433	3.729
Térmica	15.414	16.258	17.654
Total Producción (GWh)	18.670	19.693	21.383
Equilibrio Cournot			
Precio (cént. €/ KWh)	36,18	16,86	10,28
Producción (GWh)	100.850	106.181	115.744
Endesa			
Hidráulica	7.314	7.700	8.393
Térmica	51.381	54.097	58.970
Total Producción (GWh)	58.695	61.797	67.363

Iberdrola

Hidráulica	5.955	6.270	6.834
Térmica	22.646	23.843	25.991
Total Producción (GWh)	28.601	30.113	32.825

Unión Fenosa

Hidráulica	2.364	2.489	2.713
Térmica	11.190	11.782	12.843
Total Producción (GWh)	13.554	14.271	15.556

Elaboración propia a partir de la información obtenida en el cuadro 9 para el año 2004.

La producción hidráulica incluye la hidráulica propiamente dicha y el bombeo de cada compañía eléctrica.

La producción térmica incluye a la total generada en las centrales nucleares, de carbón, de fuel-gas y de ciclo combinado de cada compañía eléctrica.

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

DOCUMENTOS DE TRABAJO

Últimos números publicados

- 159/2000 Participación privada en la construcción y explotación de carreteras de peaje
Ginés de Rus, Manuel Romero y Lourdes Trujillo
- 160/2000 Errores y posibles soluciones en la aplicación del *Value at Risk*
Mariano González Sánchez
- 161/2000 Tax neutrality on saving assets. The spanish case before and after the tax reform
Cristina Ruza y de Paz-Curbera
- 162/2000 Private rates of return to human capital in Spain: new evidence
F. Barceinas, J. Oliver-Alonso, J.L. Raymond y J.L. Roig-Sabaté
- 163/2000 El control interno del riesgo. Una propuesta de sistema de límites
riesgo neutral
Mariano González Sánchez
- 164/2001 La evolución de las políticas de gasto de las Administraciones Públicas en los años 90
Alfonso Utrilla de la Hoz y Carmen Pérez Esparrells
- 165/2001 Bank cost efficiency and output specification
Emili Tortosa-Ausina
- 166/2001 Recent trends in Spanish income distribution: A robust picture of falling income inequality
Josep Oliver-Alonso, Xavier Ramos y José Luis Raymond-Bara
- 167/2001 Efectos redistributivos y sobre el bienestar social del tratamiento de las cargas familiares en
el nuevo IRPF
Nuria Badenes Plá, Julio López Laborda, Jorge Onrubia Fernández
- 168/2001 The Effects of Bank Debt on Financial Structure of Small and Medium Firms in some Euro-
pean Countries
Mónica Melle-Hernández
- 169/2001 La política de cohesión de la UE ampliada: la perspectiva de España
Ismael Sanz Labrador
- 170/2002 Riesgo de liquidez de Mercado
Mariano González Sánchez
- 171/2002 Los costes de administración para el afiliado en los sistemas de pensiones basados en cuentas
de capitalización individual: medida y comparación internacional.
José Enrique Devesa Carpio, Rosa Rodríguez Barrera, Carlos Vidal Meliá
- 172/2002 La encuesta continua de presupuestos familiares (1985-1996): descripción, representatividad
y propuestas de metodología para la explotación de la información de los ingresos y el gasto.
Llorenç Pou, Joaquín Alegre
- 173/2002 Modelos paramétricos y no paramétricos en problemas de concesión de tarjetas de credito.
Rosa Puertas, María Bonilla, Ignacio Olmeda

- 174/2002 Mercado único, comercio intra-industrial y costes de ajuste en las manufacturas españolas.
José Vicente Blanes Cristóbal
- 175/2003 La Administración tributaria en España. Un análisis de la gestión a través de los ingresos y de los gastos.
Juan de Dios Jiménez Aguilera, Pedro Enrique Barrilao González
- 176/2003 The Falling Share of Cash Payments in Spain.
Santiago Carbó Valverde, Rafael López del Paso, David B. Humphrey
Publicado en "Moneda y Crédito" nº 217, pags. 167-189.
- 177/2003 Effects of ATMs and Electronic Payments on Banking Costs: The Spanish Case.
Santiago Carbó Valverde, Rafael López del Paso, David B. Humphrey
- 178/2003 Factors explaining the interest margin in the banking sectors of the European Union.
Joaquín Maudos y Juan Fernández Guevara
- 179/2003 Los planes de stock options para directivos y consejeros y su valoración por el mercado de valores en España.
Mónica Melle Hernández
- 180/2003 Ownership and Performance in Europe and US Banking – A comparison of Commercial, Co-operative & Savings Banks.
Yener Altunbas, Santiago Carbó y Phil Molyneux
- 181/2003 The Euro effect on the integration of the European stock markets.
Mónica Melle Hernández
- 182/2004 In search of complementarity in the innovation strategy: international R&D and external knowledge acquisition.
Bruno Cassiman, Reinhilde Veugelers
- 183/2004 Fijación de precios en el sector público: una aplicación para el servicio municipal de suministro de agua.
M^a Ángeles García Valiñas
- 184/2004 Estimación de la economía sumergida en España: un modelo estructural de variables latentes.
Ángel Alañón Pardo, Miguel Gómez de Antonio
- 185/2004 Causas políticas y consecuencias sociales de la corrupción.
Joan Oriol Prats Cabrera
- 186/2004 Loan bankers' decisions and sensitivity to the audit report using the belief revision model.
Andrés Guiral Contreras and José A. Gonzalo Angulo
- 187/2004 El modelo de Black, Derman y Toy en la práctica. Aplicación al mercado español.
Marta Tolentino García-Abadillo y Antonio Díaz Pérez
- 188/2004 Does market competition make banks perform well?.
Mónica Melle
- 189/2004 Efficiency differences among banks: external, technical, internal, and managerial
Santiago Carbó Valverde, David B. Humphrey y Rafael López del Paso

- 190/2004 Una aproximación al análisis de los costes de la esquizofrenia en España: los modelos jerárquicos bayesianos
F. J. Vázquez-Polo, M. A. Negrín, J. M. Cavasés, E. Sánchez y grupo RIRAG
- 191/2004 Environmental proactivity and business performance: an empirical analysis
Javier González-Benito y Óscar González-Benito
- 192/2004 Economic risk to beneficiaries in notional defined contribution accounts (NDCs)
Carlos Vidal-Meliá, Inmaculada Domínguez-Fabian y José Enrique Devesa-Carpio
- 193/2004 Sources of efficiency gains in port reform: non parametric malmquist decomposition tfp index for Mexico
Antonio Estache, Beatriz Tovar de la Fé y Lourdes Trujillo
- 194/2004 Persistencia de resultados en los fondos de inversión españoles
Alfredo Ciriaco Fernández y Rafael Santamaría Aquilué
- 195/2005 El modelo de revisión de creencias como aproximación psicológica a la formación del juicio del auditor sobre la gestión continuada
Andrés Guiral Contreras y Francisco Esteso Sánchez
- 196/2005 La nueva financiación sanitaria en España: descentralización y prospectiva
David Cantarero Prieto
- 197/2005 A cointegration analysis of the Long-Run supply response of Spanish agriculture to the common agricultural policy
José A. Mendez, Ricardo Mora y Carlos San Juan
- 198/2005 ¿Refleja la estructura temporal de los tipos de interés del mercado español preferencia por la liquidez?
Magdalena Massot Perelló y Juan M. Nave
- 199/2005 Análisis de impacto de los Fondos Estructurales Europeos recibidos por una economía regional: Un enfoque a través de Matrices de Contabilidad Social
M. Carmen Lima y M. Alejandro Cardenete
- 200/2005 Does the development of non-cash payments affect monetary policy transmission?
Santiago Carbó Valverde y Rafael López del Paso
- 201/2005 Firm and time varying technical and allocative efficiency: an application for port cargo handling firms
Ana Rodríguez-Álvarez, Beatriz Tovar de la Fe y Lourdes Trujillo
- 202/2005 Contractual complexity in strategic alliances
Jeffrey J. Reuer y Africa Ariño
- 203/2005 Factores determinantes de la evolución del empleo en las empresas adquiridas por opa
Nuria Alcalde Fradejas y Inés Pérez-Soba Aguilar
- 204/2005 Nonlinear Forecasting in Economics: a comparison between Comprehension Approach versus Learning Approach. An Application to Spanish Time Series
Elena Olmedo, Juan M. Valderas, Ricardo Gimeno and Lorenzo Escot

- 205/2005 Precio de la tierra con presión urbana: un modelo para España
Esther Decimavilla, Carlos San Juan y Stefan Sperlich
- 206/2005 Interregional migration in Spain: a semiparametric analysis
Adolfo Maza y José Villaverde
- 207/2005 Productivity growth in European banking
Carmen Murillo-Melchor, José Manuel Pastor y Emili Tortosa-Ausina
- 208/2005 Explaining Bank Cost Efficiency in Europe: Environmental and Productivity Influences.
Santiago Carbó Valverde, David B. Humphrey y Rafael López del Paso
- 209/2005 La elasticidad de sustitución intertemporal con preferencias no separables intratemporalmente: los casos de Alemania, España y Francia.
Elena Márquez de la Cruz, Ana R. Martínez Cañete y Inés Pérez-Soba Aguilar
- 210/2005 Contribución de los efectos tamaño, book-to-market y momentum a la valoración de activos: el caso español.
Begoña Font-Belaire y Alfredo Juan Grau-Grau
- 211/2005 Permanent income, convergence and inequality among countries
José M. Pastor and Lorenzo Serrano
- 212/2005 The Latin Model of Welfare: Do 'Insertion Contracts' Reduce Long-Term Dependence?
Luis Ayala and Magdalena Rodríguez
- 213/2005 The effect of geographic expansion on the productivity of Spanish savings banks
Manuel Illueca, José M. Pastor and Emili Tortosa-Ausina
- 214/2005 Dynamic network interconnection under consumer switching costs
Ángel Luis López Rodríguez
- 215/2005 La influencia del entorno socioeconómico en la realización de estudios universitarios: una aproximación al caso español en la década de los noventa
Marta Rahona López
- 216/2005 The valuation of spanish ipos: efficiency analysis
Susana Álvarez Otero
- 217/2005 On the generation of a regular multi-input multi-output technology using parametric output distance functions
Sergio Perelman and Daniel Santin
- 218/2005 La gobernanza de los procesos parlamentarios: la organización industrial del congreso de los diputados en España
Gonzalo Caballero Miguez
- 219/2005 Determinants of bank market structure: Efficiency and political economy variables
Francisco González
- 220/2005 Agresividad de las órdenes introducidas en el mercado español: estrategias, determinantes y medidas de performance
David Abad Díaz

- 221/2005 Tendencia post-anuncio de resultados contables: evidencia para el mercado español
Carlos Forner Rodríguez, Joaquín Marhuenda Fructuoso y Sonia Sanabria García
- 222/2005 Human capital accumulation and geography: empirical evidence in the European Union
Jesús López-Rodríguez, J. Andrés Faña y Jose Lopez Rodríguez
- 223/2005 Auditors' Forecasting in Going Concern Decisions: Framing, Confidence and Information Processing
Waymond Rodgers and Andrés Guiral
- 224/2005 The effect of Structural Fund spending on the Galician region: an assessment of the 1994-1999 and 2000-2006 Galician CSFs
José Ramón Cancelo de la Torre, J. Andrés Faña and Jesús López-Rodríguez
- 225/2005 The effects of ownership structure and board composition on the audit committee activity: Spanish evidence
Carlos Fernández Méndez and Rubén Arrondo García
- 226/2005 Cross-country determinants of bank income smoothing by managing loan loss provisions
Ana Rosa Fonseca and Francisco González
- 227/2005 Incumplimiento fiscal en el irpf (1993-2000): un análisis de sus factores determinantes
Alejandro Estellér Moré
- 228/2005 Region versus Industry effects: volatility transmission
Pilar Soriano Felipe and Francisco J. Climent Diranzo
- 229/2005 Concurrent Engineering: The Moderating Effect Of Uncertainty On New Product Development Success
Daniel Vázquez-Bustelo and Sandra Valle
- 230/2005 On zero lower bound traps: a framework for the analysis of monetary policy in the 'age' of central banks
Alfonso Palacio-Vera
- 231/2005 Reconciling Sustainability and Discounting in Cost Benefit Analysis: a methodological proposal
M. Carmen Almansa Sáez and Javier Calatrava Requena
- 232/2005 Can The Excess Of Liquidity Affect The Effectiveness Of The European Monetary Policy?
Santiago Carbó Valverde and Rafael López del Paso
- 233/2005 Inheritance Taxes In The Eu Fiscal Systems: The Present Situation And Future Perspectives.
Miguel Angel Barberán Lahuerta
- 234/2006 Bank Ownership And Informativeness Of Earnings.
V́ctor M. González
- 235/2006 Developing A Predictive Method: A Comparative Study Of The Partial Least Squares Vs Maximum Likelihood Techniques.
Waymond Rodgers, Paul Pavlou and Andres Guiral.
- 236/2006 Using Compromise Programming for Macroeconomic Policy Making in a General Equilibrium Framework: Theory and Application to the Spanish Economy.
Francisco J. André, M. Alejandro Cardenete y Carlos Romero.

- 237/2006 Bank Market Power And Sme Financing Constraints.
Santiago Carbó-Valverde, Francisco Rodríguez-Fernández y Gregory F. Udell.
- 238/2006 Trade Effects Of Monetary Agreements: Evidence For Oecd Countries.
Salvador Gil-Pareja, Rafael Llorca-Vivero y José Antonio Martínez-Serrano.
- 239/2006 The Quality Of Institutions: A Genetic Programming Approach.
Marcos Álvarez-Díaz y Gonzalo Caballero Miguez.
- 240/2006 La interacción entre el éxito competitivo y las condiciones del mercado doméstico como determinantes de la decisión de exportación en las Pymes.
Francisco García Pérez.
- 241/2006 Una estimación de la depreciación del capital humano por sectores, por ocupación y en el tiempo.
Inés P. Murillo.
- 242/2006 Consumption And Leisure Externalities, Economic Growth And Equilibrium Efficiency.
Manuel A. Gómez.
- 243/2006 Measuring efficiency in education: an analysis of different approaches for incorporating non-discretionary inputs.
Jose Manuel Cordero-Ferrera, Francisco Pedraja-Chaparro y Javier Salinas-Jiménez
- 244/2006 Did The European Exchange-Rate Mechanism Contribute To The Integration Of Peripheral Countries?.
Salvador Gil-Pareja, Rafael Llorca-Vivero y José Antonio Martínez-Serrano
- 245/2006 Intergenerational Health Mobility: An Empirical Approach Based On The Echp.
Marta Pascual and David Cantarero
- 246/2006 Measurement and analysis of the Spanish Stock Exchange using the Lyapunov exponent with digital technology.
Salvador Rojí Ferrari and Ana Gonzalez Marcos
- 247/2006 Testing For Structural Breaks In Variance With additive Outliers And Measurement Errors.
Paulo M.M. Rodrigues and Antonio Rubia
- 248/2006 The Cost Of Market Power In Banking: Social Welfare Loss Vs. Cost Inefficiency.
Joaquín Maudos and Juan Fernández de Guevara
- 249/2006 Elasticidades de largo plazo de la demanda de vivienda: evidencia para España (1885-2000).
Desiderio Romero Jordán, José Félix Sanz Sanz y César Pérez López
- 250/2006 Regional Income Disparities in Europe: What role for location?.
Jesús López-Rodríguez and J. Andrés Faña
- 251/2006 Funciones abreviadas de bienestar social: Una forma sencilla de simultaneizar la medición de la eficiencia y la equidad de las políticas de gasto público.
Nuria Badenes Plá y Daniel Santín González
- 252/2006 "The momentum effect in the Spanish stock market: Omitted risk factors or investor behaviour?".
Luis Muga and Rafael Santamaría
- 253/2006 Dinámica de precios en el mercado español de gasolina: un equilibrio de colusión tácita.
Jordi Perdiguero García

- 254/2006 Desigualdad regional en España: renta permanente versus renta corriente.
José M.Pastor, Empar Pons y Lorenzo Serrano
- 255/2006 Environmental implications of organic food preferences: an application of the impure public goods model.
Ana Maria Aldanondo-Ochoa y Carmen Almansa-Sáez
- 256/2006 Family tax credits versus family allowances when labour supply matters: Evidence for Spain.
José Felix Sanz-Sanz, Desiderio Romero-Jordán y Santiago Álvarez-García
- 257/2006 La internacionalización de la empresa manufacturera española: efectos del capital humano genérico y específico.
José López Rodríguez
- 258/2006 Evaluación de las migraciones interregionales en España, 1996-2004.
María Martínez Torres
- 259/2006 Efficiency and market power in Spanish banking.
Rolf Färe, Shawna Grosskopf y Emili Tortosa-Ausina.
- 260/2006 Asimetrías en volatilidad, beta y contagios entre las empresas grandes y pequeñas cotizadas en la bolsa española.
Helena Chuliá y Hipòlit Torró.
- 261/2006 Birth Replacement Ratios: New Measures of Period Population Replacement.
José Antonio Ortega.
- 262/2006 Accidentes de tráfico, víctimas mortales y consumo de alcohol.
José M^a Arranz y Ana I. Gil.
- 263/2006 Análisis de la Presencia de la Mujer en los Consejos de Administración de las Mil Mayores Empresas Españolas.
Ruth Mateos de Cabo, Lorenzo Escot Mangas y Ricardo Gimeno Nogués.
- 264/2006 Crisis y Reforma del Pacto de Estabilidad y Crecimiento. Las Limitaciones de la Política Económica en Europa.
Ignacio Álvarez Peralta.
- 265/2006 Have Child Tax Allowances Affected Family Size? A Microdata Study For Spain (1996-2000).
Jaime Vallés-Giménez y Anabel Zárate-Marco.
- 266/2006 Health Human Capital And The Shift From Foraging To Farming.
Paolo Rungo.
- 267/2006 Financiación Autonómica y Política de la Competencia: El Mercado de Gasolina en Canarias.
Juan Luis Jiménez y Jordi Perdiguero.
- 268/2006 El cumplimiento del Protocolo de Kyoto para los hogares españoles: el papel de la imposición sobre la energía.
Desiderio Romero-Jordán y José Félix Sanz-Sanz.
- 269/2006 Banking competition, financial dependence and economic growth
Joaquín Maudos y Juan Fernández de Guevara
- 270/2006 Efficiency, subsidies and environmental adaptation of animal farming under CAP
Werner Kleinhanß, Carmen Murillo, Carlos San Juan y Stefan Sperlich

- 271/2006 Interest Groups, Incentives to Cooperation and Decision-Making Process in the European Union
A. Garcia-Lorenzo y Jesús López-Rodríguez
- 272/2006 Riesgo asimétrico y estrategias de momentum en el mercado de valores español
Luis Muga y Rafael Santamaría
- 273/2006 Valoración de capital-riesgo en proyectos de base tecnológica e innovadora a través de la teoría de opciones reales
Gracia Rubio Martín
- 274/2006 Capital stock and unemployment: searching for the missing link
Ana Rosa Martínez-Cañete, Elena Márquez de la Cruz, Alfonso Palacio-Vera and Inés Pérez-Soba Aguilar
- 275/2006 Study of the influence of the voters' political culture on vote decision through the simulation of a political competition problem in Spain
Sagrario Lantarón, Isabel Lillo, M^a Dolores López and Javier Rodrigo
- 276/2006 Investment and growth in Europe during the Golden Age
Antonio Cubel and M^a Teresa Sanchis
- 277/2006 Efectos de vincular la pensión pública a la inversión en cantidad y calidad de hijos en un modelo de equilibrio general
Robert Meneu Gaya
- 278/2006 El consumo y la valoración de activos
Elena Márquez y Belén Nieto
- 279/2006 Economic growth and currency crisis: A real exchange rate entropic approach
David Matesanz Gómez y Guillermo J. Ortega
- 280/2006 Three measures of returns to education: An illustration for the case of Spain
María Arrazola y José de Hevia
- 281/2006 Composition of Firms versus Composition of Jobs
Antoni Cunyat
- 282/2006 La vocación internacional de un holding tranviario belga: la Compagnie Mutuelle de Tramsways, 1895-1918
Alberte Martínez López
- 283/2006 Una visión panorámica de las entidades de crédito en España en la última década.
Constantino García Ramos
- 284/2006 Foreign Capital and Business Strategies: a comparative analysis of urban transport in Madrid and Barcelona, 1871-1925
Alberte Martínez López
- 285/2006 Los intereses belgas en la red ferroviaria catalana, 1890-1936
Alberte Martínez López
- 286/2006 The Governance of Quality: The Case of the Agrifood Brand Names
Marta Fernández Barcala, Manuel González-Díaz y Emmanuel Raynaud
- 287/2006 Modelling the role of health status in the transition out of malthusian equilibrium
Paolo Rungo, Luis Currais and Berta Rivera
- 288/2006 Industrial Effects of Climate Change Policies through the EU Emissions Trading Scheme
Xavier Labandeira and Miguel Rodríguez

- 289/2006 Globalisation and the Composition of Government Spending: An analysis for OECD countries
Norman Gemmell, Richard Kneller and Ismael Sanz
- 290/2006 La producción de energía eléctrica en España: Análisis económico de la actividad tras la liberalización del Sector Eléctrico
Fernando Hernández Martínez