



Fac. CC. Económicas y Empresariales
Universidad de La Laguna



Fac. CC. Económicas y Empresariales
Univ. de Las Palmas de Gran Canaria

Análisis de la competencia en un mercado mayorista de electricidad: el caso de España

Ciro Eduardo Bazán Navarro^{*}

DOCUMENTO DE TRABAJO 2004-04

^{*} Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Departamento de Análisis Económico Aplicado.

Análisis de la Competencia en un Mercado Mayorista de Electricidad: El Caso de España

Ciro Eduardo Bazán Navarro*

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Resumen

En este trabajo se analiza el comportamiento competitivo de las cuatro principales empresas generadoras que operan en el mercado mayorista de electricidad español, centrandó el análisis en la producción de sus centrales térmicas durante 2001. Los objetivos de este trabajo son: estimar si el comportamiento estratégico que adoptan dichas empresas se puede aproximar mejor mediante un modelo estático o mediante uno dinámico, que resulta de una interacción repetitiva que se da durante un periodo temporal indefinido; así como determinar si las empresas analizadas ejercen poder de mercado, en particular si compiten a la Cournot o con algún grado de colusión implícita. Los resultados obtenidos permiten extraer las siguientes conclusiones: el comportamiento de las empresas generadoras analizadas se puede caracterizar mejor mediante un modelo dinámico, dichas empresas se encuentran comprometidas bajo un grado de colusión inferior al grado de colusión implícita perfecta, y el comportamiento colusivo se mantiene estable en el tiempo gracias a que las empresas realizan ajustes en su producción para disminuir el precio de equilibrio del mercado a niveles menores al precio que correspondería a una colusión perfecta.

Palabras Clave: electricidad, mercado mayorista, poder de mercado, colusión implícita, variaciones conjeturales.

Clasificación JEL: L94, D43.

* Deseo agradecer a Gustavo Nombela por su valioso asesoramiento en la elaboración del presente trabajo. Asimismo, agradezco a Javier Campos y a Juan Luis Jiménez por sus comentarios y sugerencias, y a Israel Villar por el apoyo prestado.

1 Introducción

Durante la última década muchos países (Argentina, Australia, Canadá, Chile, Colombia, EE.UU., España, Noruega, Perú, Suecia, Reino Unido, entre otros) han realizado reformas en sus sectores eléctricos con el propósito de mejorar su eficiencia asignativa y productiva y de reducir los precios que pagan los usuarios finales por la electricidad que consumen. En general, las experiencias de los países que han reformado sus sectores eléctricos han funcionado adecuadamente en muchos aspectos, pero no en todos.

Uno de los principales problemas que se ha fortalecido tras la reforma de la industria eléctrica, específicamente, debido a la liberalización de la actividad de generación para fomentar la libre competencia en dicha fase, es el incremento de los incentivos de las empresas que dominan el mercado mayorista de generación eléctrica para ejercitar el poder de mercado. Dichas empresas pueden incrementar el precio de la electricidad en el mercado mayorista durante ciertos periodos mediante el uso de ofertas de precios muy por encima de sus costes sin justificación alguna. Debido a que en el corto plazo la demanda de electricidad es relativamente inelástica¹, las empresas generadoras que operan en el sector, por lo general altamente concentrado, tienen incentivos individuales para retirar capacidad y así incrementar los precios de la electricidad en el mercado mayorista. Durante las horas en que la demanda de electricidad está cercana a la capacidad de generación del sector, cada una de las empresas enfrenta una demanda residual positiva (empresas pivote), es decir, su producción o parte de ella resulta imprescindible para cubrir la demanda del mercado, y por tanto podrán pedir y recibir un elevado precio por su producción de energía eléctrica. Incluso durante periodos en que no hay ninguna empresa pivote, las empresas se enfrentan a una demanda residual bastante inelástica y pueden incrementar el precio de la electricidad por encima de su coste marginal.

Por otro lado, el poder de mercado ocasiona pérdidas de eficiencia productiva y asignativa, tanto en términos estáticos como dinámicos. Las pérdidas de eficiencia asignativa se deben a los excesivos márgenes precio-coste marginal que perciben las empresas generadoras, mientras que las pérdidas de eficiencia productiva se deben, en términos estáticos, a que el despacho de las unidades generadoras no se realiza a mínimo coste; y en términos dinámicos, a las distorsiones que produce sobre la entrada de nuevos competidores,

y sobre las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación de las empresas generadoras ya instaladas (Fabra, 2001).

En el mes de Noviembre del año 1997, España dio inicio al proceso de reforma de su industria eléctrica. Una de las políticas que abarcaba tal reforma era la de la liberalización de las actividades de generación eléctrica que tenía como principal propósito mejorar la eficiencia del sector. Para que se produjera la posibilidad real de competencia, se eliminaron gradualmente barreras legales que impedían a los productores vender libremente y a los consumidores elegir y contratar a su suministrador de electricidad.

Las empresas privadas de generación de electricidad que operan en el sector eléctrico español pujan en un mercado diario de subastas por el derecho a inyectar electricidad en la red de alta tensión y así satisfacer los requerimientos de electricidad de los consumidores. El mercado mayorista de generación español se encuentra altamente concentrado y cuatro grandes empresas son las que lo dominan: Endesa, Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa. Debido a que en el pool eléctrico español el juego de pujas se repite diariamente (para cada una de las 24 horas del día) entre un grupo fijo de competidores, las empresas podrían competir entre sí de forma menos agresiva a lo largo del tiempo, coordinando sus estrategias a través de colusión implícita sin la necesidad de recurrir a acuerdos explícitos. Además, otro importante factor que puede favorecer la colusión implícita es el hecho de que las cuatro empresas antes mencionadas comparten la propiedad de varias unidades generadoras. La propiedad compartida de determinadas unidades generadoras proporciona a sus titulares una vía para el ejercicio colectivo de su poder de mercado, ya que les permiten coordinar sus estrategias y contar con importante información que no poseen sus competidores, como por ejemplo, las perspectivas referentes a la disponibilidad de las unidades de generación compartidas (López, 2003).

El objetivo de este trabajo es estimar si el mercado diario de electricidad (pool) en España se puede especificar mejor por un modelo de juegos oligopolísticos no cooperativos, o por un modelo dinámico de colusión implícita que surge de una interacción dinámica repetitiva. Con tal propósito, se contrasta la evidencia de poder de mercado y se estima si la conducta de producción térmica de las empresas es más consistente con poder de mercado unilateral (competencia a la Cournot) o con colusión implícita, haciendo uso del modelo

utilizado por Puller (2002) para analizar la conducta competitiva de las empresas generadoras en el mercado eléctrico californiano, adaptándolo al caso español.

Tras esta introducción, en la sección 2, se describe la estructura y reglas del mercado eléctrico español. La sección 3 recoge una revisión de algunos de los trabajos teóricos y empíricos que han sido desarrollados en la literatura acerca de la naturaleza de la competencia y el alcance del poder de mercado en los mercados eléctricos en diversos países y, en especial, en España. En la sección 4 se comparan dos modelos teóricos, uno estático con uno dinámico, para analizar cómo las empresas generadoras determinan sus estrategias óptimas de producción. En la sección 5 se describe la elaboración de la base de datos, a nivel de la empresa, utilizada en el presente trabajo. En la sección 6 se presentan los parámetros de conducta estimados de las cuatro principales empresas generadoras del mercado de generación eléctrica español. Finalmente, en la sección 7 se presentan las conclusiones y las posibles líneas de extensión.

2 Estructura y reglas del mercado eléctrico español

A finales de 1997 dio comienzo el proceso de reforma del sector eléctrico español, tras la aprobación de un plan (Ley 54/97) que incluía la desintegración vertical de todas las actividades del sistema eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización); la sustitución del concepto que se tenía del sector eléctrico como “servicio público” por el de “garantía de suministro a todos los clientes”; el cambio de titularidad de la explotación unificada del sistema eléctrico (anteriormente de propiedad estatal); la liberalización gradual de las actividades de generación y comercialización, buscando mejorar la eficiencia productiva y asignativa del sector; el cambio de una gestión económica conjunta de las unidades generadoras del sistema (regida por la norma teórica de minimización de los costes) hacia una gestión económica del funcionamiento de las centrales eléctricas basada en las decisiones que adopten sus propietarios en un mercado mayorista de electricidad (pool eléctrico); la creación de entidades encargadas de realizar la gestión económica (Operador del Mercado) y la gestión técnica (Operador del Sistema) del pool; y el establecimiento del Derecho de Acceso de Terceros a las redes de transmisión y distribución, las cuales son consideradas como monopolios naturales por razones de eficiencia económica y que, por tanto, necesitan ser reguladas. En la Figura 1 se muestra un esquema de la estructura del sistema eléctrico español tras su reforma.

Dentro del marco de la directiva europea vigente se establecía que para el año 2000 todos los estados miembros debían tener como mínimo un 30% de su mercado eléctrico liberalizado. Cuatro países (Alemania, Finlandia, Reino Unido y Suecia) liberalizaron sus sectores eléctricos completamente en una sola fase. Otros como Austria, Dinamarca, España y Holanda prefirieron adoptar las normas de la Unión Europea en dos etapas y obtener la íntegra libertad en 2003. Entre los países que han preferido emprender el proceso en tres fases y prorrogar hasta 2007 la apertura total de sus industrias eléctricas se encuentran Bélgica, Luxemburgo e Irlanda. Países como Francia, Grecia, Italia y Portugal, con niveles de apertura de entre el 30% y el 45%, no cuentan con una fecha precisa para llevar a cabo el proceso liberalizador de sus respectivas industrias eléctricas.

A la fecha, según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), un 55% del mercado eléctrico español ya ha sido liberalizado. Existen más de 60.000 empresas que tienen la posibilidad de elegir la empresa eléctrica que mejor se adecue a sus intereses y, desde el 1 de enero de 2003, los consumidores a tarifa regulada (no cualificados²) tienen la misma opción, es decir, pueden elegir entre continuar con su actual empresa suministradora (distribuidor local) o cambiarla por otra. Por otra parte, el mercado mayorista de generación eléctrica español se encuentra altamente concentrado y es controlado por cuatro grandes empresas cuyas cuotas de producción en dicho mercado ascienden a: Endesa (42,39%), Iberdrola (25,21%), Unión Fenosa (11,49%) e Hidroeléctrica del Cantábrico (6,19%)³. La cuota de producción total de Viesgo es de 2,98%, REE domina el 2,18% del mercado de electricidad y otros agentes productores constituyen el restante 9,56%. Las cuatro grandes empresas a su vez, poseen activos de distribución y comercialización, y una cantidad importante de acciones del operador de la red de alta tensión española (REE: Red Eléctrica Española).

El mercado liberalizado de electricidad comenzó a operar en España el 1 de Enero de 1998. Este mercado está constituido por dos segmentos: uno mayorista y otro minorista. En el mercado mayorista de generación de electricidad se realizan negociaciones comerciales de compra y venta de energía eléctrica y de otros servicios relacionados con el suministro de electricidad. El mercado mayorista de generación está formado por un mercado físico y por un mercado financiero. El mercado físico a su vez está compuesto por un mercado organizado y por un mercado libre. El mercado Organizado de generación está conformado por el mercado diario (pool), el mercado intradiario y por los mercados de operación, mientras que en el

mercado libre se realizan los contratos bilaterales⁴ físicos. En el mercado financiero se pueden realizar contratos para cobertura de la volatilidad de los precios de la electricidad (contratos por diferencias, contratos a plazos (forward), contratos de opciones y futuros). Por otro lado, en el mercado minorista de electricidad se realizan contratos entre los consumidores cualificados y comercializadores, distribuidores y generadores. En la Figura 2 se muestra un esquema de todos los segmentos que constituyen el mercado eléctrico español.

Dentro del mercado organizado, en el mercado diario se realizan las negociaciones de electricidad para el día siguiente a través de la presentación de ofertas (pujas) de compra y venta de electricidad (doble subasta) por parte de los agentes del mercado, mientras que en el mercado intradiario se realizan los ajustes que en la oferta y en la demanda de energía pudieran producirse con posterioridad a haberse cerrado el mercado diario. La gestión económica de estos mercados es realizada por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL). Los mercados de operación adaptan los programas de generación que resultan de los mercados diarios e intradiarios a las restricciones técnicas de la red de transmisión en alta tensión, de manera que el suministro eléctrico se realice en condiciones óptimas de calidad, confiabilidad y seguridad. Los mercados de operación están compuestos por segmentos encargados de resolver las restricciones técnicas, la gestión de desvíos entre la generación y la demanda por desperfectos en los grupos generadores y la asignación de servicios complementarios⁵. La gestión técnica de los mercados de operación es realizada por el Operador del Sistema (REE) quien tiene la función de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la adecuada coordinación de los sistemas de generación y transmisión. REE es la propietaria de la red de alta tensión y es una empresa participada por las compañías eléctricas y por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI). En la Figura 3 se muestra el mercado físico de generación de electricidad en España.

Los agentes del mercado mayorista son las empresas autorizadas para operar en el mercado de generación como vendedores y compradores de energía eléctrica. Pueden desenvolverse como agentes del mercado mayorista los generadores, autoproductores⁶, productores en régimen especial⁷, distribuidores y comercializadores de electricidad, los consumidores cualificados y las empresas (generadores, distribuidores y comercializadores) o consumidores extranjeros que tengan la denominación de agentes externos. Los generadores y los consumidores cualificados pueden participar en el mercado mayorista de generación, ya sea como agentes del mercado o a través de contratos bilaterales físicos (en el mercado libre).

Todas las unidades generadoras disponibles, excepto aquellas que están sujetas a algún contrato bilateral, son obligadas a participar en el mercado diario como oferentes de electricidad. También pueden participar como oferentes las unidades productoras en régimen especial y los agentes externos inscritos como vendedores, para lo cual deberán presentar a OMEL un grupo de pares precio-cantidad (cada uno de esos pares puede interpretarse como una oferta para generar esa cantidad de electricidad a ese precio o a un precio mayor)⁸. El lado de la demanda está constituido por distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, agentes externos inscritos como compradores y también por algunos productores. Los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados pueden presentar sus ofertas de compra en el mercado diario especificando cierta cantidad de energía y el precio máximo que están dispuestos a pagar por ella. En este mercado, diariamente el Operador del Sistema (REE) informa a los agentes del mercado la previsión de la demanda, la situación de la red de alta tensión, la capacidad de generación extranjera y las indisponibilidades de generación. A continuación, los agentes presentan a OMEL sus pujas de compra o venta de energía y REE presenta los contratos bilaterales internacionales ya acordados. OMEL realiza la casación de ofertas de compra y venta de electricidad partiendo de la oferta de venta más barata hasta igualar la demanda, determinando de esta manera el precio marginal del sistema y la cantidad de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta, para cada una de las 24 horas del día siguiente. Este resultado se conoce con el nombre de Programa Base de Casación (PBC). Posteriormente, los generadores envían a OMEL y a REE los programas de los grupos hidráulicos y se comunican los programas correspondientes a los contratos bilaterales físicos nacionales. REE analiza y soluciona las restricciones técnicas y publica las modificaciones y los límites de seguridad, y OMEL soluciona desvíos y envía los resultados a REE. Por último, se incorporan los servicios complementarios obteniéndose el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD). El precio final de la energía representa la retribución total de los generadores en el mercado físico, y se obtiene al agregar al precio marginal del sistema⁹ los costes que se derivan de la explotación real del sistema, y que incluyen las desviaciones sobre las previsiones, averías, restricciones técnicas¹⁰, servicios complementarios y la denominada garantía de potencia¹¹. Otras potenciales fuentes de ingreso con que cuentan los generadores de electricidad en el mercado eléctrico español son los pagos que les efectúa el gobierno con el propósito de cubrir los denominados *costes varados* (stranded cost)¹² y los subsidios por el consumo de carbón español.

El mercado intradiario incorpora un mecanismo que permite a los agentes realizar ajustes en sus programas de producción y consumo entre el momento en que se ha fijado el PDVD y el momento de entrega. Este mercado está compuesto por seis sesiones y pueden presentar sus ofertas de compra y venta de energía los agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. El programa de negociaciones resultante de cada mercado intradiario es analizado por REE para garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad, y después de esto se obtiene el Programa Horario Final (PHF).

En el mercado diario se realiza el mayor número de negociaciones, mientras que el volumen de venta en el mercado intradiario y el número de contratos bilaterales es mucho menor a éste. De acuerdo con el informe del mes de Junio de 2003 presentado por REE, las ofertas de venta en los mercados diario e intradiario representaron, respectivamente, el 79,9% y el 1,8% de la energía total negociada en el mercado mayorista [19.942 Mes GWh (100%) incluyendo las importaciones (3,7%), contratos bilaterales (1,0%), producción en régimen especial (12,0%), operación del sistema (2,0%), y descontando las indisponibilidades (0,4%)].

3 Competencia en los mercados mayoristas de generación eléctrica

Existe una gran variedad de estudios teóricos y empíricos que han sido planteados en la literatura para comprender el entorno competitivo y para medir el poder de mercado en los mercados mayoristas de electricidad que han sido reformados en la última década en diversos países¹³. Algunos investigadores intentan comprobar y medir el ejercicio de poder de mercado, midiendo directamente los márgenes precio-coste [Von Der Fehr y Harbord (1993), Green (1994), Joskow y Kahn (2001)] o de forma indirecta haciendo uso de las técnicas de la Nueva Organización Industrial Empírica [Wolfram (1999), Mount (2001)]. Otros investigadores han optado por realizar análisis de cuotas de mercado [Borenstein, Bushnell y Knittel (1999)] o por el análisis de la demanda residual [Wolak (2001)]¹⁴.

Existe evidencia de poder de mercado en varios mercados eléctricos reformados. Bushnell y Saravia (2002) utilizan la técnica de comparar los precios observados en el mercado durante el periodo de estudio con simulaciones de precios competitivos (aquellos que cobrarían las empresas si no ejercitasen poder de mercado: iguales a sus costes marginales) para detectar el ejercicio de poder de mercado en el mercado eléctrico de New England. Estos autores obtienen que el índice de Lerner ponderado por la demanda¹⁵, en promedio, oscila entre un 4 y un 12%, dependiendo si el precio que utilizaban como una

medida del precio observado en el mercado incluía o no cargos por congestión en las líneas de transmisión y otras restricciones de operación. Utilizando esta misma metodología, Mansur (2001) ha encontrado evidencias de poder de mercado en el mercado de Pensilvania-New Jersey-Maryland.

Los datos de las pujas de precios en los mercados eléctricos mayoristas proporcionan algunas inferencias sobre el comportamiento estratégico de las empresas generadoras que operan en el sector. Wolak y Patrick (1997) analizan las funciones de pujas de las dos empresas que dominan el mercado de generación eléctrica en Inglaterra y Gales (National Power y Power Gen). Estos autores encuentran evidencia que estas empresas establecen pujas de precios próximas al coste marginal pero que estratégicamente declaran indisponibilidad de capacidad de generación en el corto plazo con el propósito de incrementar el precio del mercado. Otros trabajos, como por ejemplo Sweeting (2001) y Wolak (2000 y 2001), realizan análisis del comportamiento de pujas en otros mercados eléctricos.

3.1 Estudios sobre el mercado eléctrico español

Los resultados del funcionamiento del mercado mayorista de generación eléctrica en España han sido simulados por distintos autores, los cuales han utilizado diversos modelos base: el modelo oligopolístico de Cournot, el modelo de subastas, el modelo de la función de oferta¹⁶, y el modelo autoregresivo de Markov. En general, de los trabajos revisados, se puede percibir que los resultados del mercado español dependen fundamentalmente de varios factores, entre otros: la capacidad de generación en relación a la demanda total del mercado; las diferencias de costes, tecnología, tamaño e información entre los participantes del mercado; la presencia de empresas generadoras que ejercen poder de mercado (unilateral o cooperativo); las estrategias de producción adoptadas por cada agente; el nivel de concentración horizontal de la fase de generación, la integración vertical entre las distintas fases del sistema eléctrico; los costes por transición a la competencia; y las cuotas de producción de cada empresa generadora.

Ocaña y Romero (1998) utilizan un modelo oligopolístico de Cournot¹⁷ para medir de forma directa el poder de mercado en la industria eléctrica española a través de la estimación de los márgenes precio-coste y comparan los precios del pool eléctrico (modelo de Cournot) con los que resultarían de un modelo de competencia perfecta. Simulan el modelo para cuando la demanda es alta (noviembre a marzo) y para periodos de demanda baja (primavera-

verano) haciendo la distinción entre “demanda en punta” y “demanda fuera de punta o demanda valle”. Estos autores concluyen que el ejercicio de poder de mercado de las empresas generadoras en el mercado mayorista de generación se produce en todos los periodos debido a que en el mercado mayorista sólo compiten tres empresas (Endesa, Iberdrola, y Unión Fenosa) y a la diferencia de sus tamaños.¹⁸ Asimismo, se tocan temas como el tratamiento de la energía hidráulica, la valoración de los índices de concentración en el mercado eléctrico como estimadores del posible ejercicio de poder de mercado en el mismo, y se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados ante variaciones en la estructura de las empresas que operan en el sector.

Marín y García-Díaz (2000) desarrollan una técnica para analizar la competencia en el mercado diario de electricidad en donde las empresas hacen pujas para cortos periodos de tiempo y generalizan el modelo de subastas de múltiples unidades de Von Der Fehr y Harbord (1993) adaptándolo al caso de una demanda determinística. En el modelo se permite la presencia de diversas empresas asimétricas (con diferencias en costes, tamaño y tecnología) que poseen funciones de costes crecientes y donde los grandes consumidores y los comercializadores pueden presentar sus pujas mediante funciones de demanda decrecientes. Se obtiene una caracterización del equilibrio en estrategias puras para este modelo y encuentran que las diferencias en tamaño y tecnología entre las empresas afectan significativamente los márgenes precio-coste. En particular y en concordancia con la teoría económica, se encuentra que las grandes asimetrías entre las empresas conducen a un único precio de equilibrio (que se corresponde con el del modelo líder-seguidor) con una empresa dominante que maximiza sus beneficios dada su demanda residual mientras que las demás empresas se comportan como precio-aceptantes (las empresas venderán toda su capacidad y percibirán el precio que ha fijado la empresa líder), mientras que en una estructura de mercado simétrica, por lo general, también se obtiene un precio de equilibrio único pero con márgenes precio-coste en promedio más bajos. Por otro lado, se verifica que en condiciones intermedias de asimetría se obtienen precios de equilibrio múltiples ya que cualquiera de las distintas empresas puede adoptar el papel de líder y fijar el precio del mercado.

En particular, Marín y García-Díaz (2000) realizan simulaciones de su modelo para el pool eléctrico español que les permiten valorar el impacto de los cambios en la estructura de la generación ocasionados por la fusión de Endesa con las empresas Sevillana y FECSA en el año 1996. Estos autores realizaron la simulación para tres escenarios distintos: El primero

estaba constituido por 6 empresas (Endesa, Sevillana, FECSA, Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa); el segundo tenía en cuenta la fusión de 1996 y estaba constituido por 4 empresas (Endesa, Iberdrola, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa); y el tercer escenario correspondía a una estructura de mercado duopolística constituida por Iberdrola y la hipotética fusión de Endesa, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico (cada empresa poseía aproximadamente el 50% de la capacidad del mercado). Asimismo, la simulación consideraba distintas medidas de la sensibilidad de la demanda a las variaciones en el precio que iban desde 0% (demanda perfectamente inelástica) hasta 40% (demanda muy elástica). Ellos encuentran que bajo el escenario 1, donde el mercado de generación se encuentra más fragmentado, se producen los márgenes precio-coste más bajos. No obstante, para casi todos los valores del parámetro de sensibilidad de la demanda a variaciones del precio, la estructura simulada en el escenario 3 produce márgenes precio-coste menores a los del escenario 2 a pesar de que en el escenario 3 el mercado de generación se encuentra más concentrado. Los autores justifican este resultado arguyendo que en la estructura del escenario 2 por lo general se obtiene un único precio de equilibrio que es establecido por la empresa líder, mientras que la estructura de mercado del escenario 3 es más simétrica (respecto a la del escenario 2) y por tanto conduce a una gran cantidad de equilibrios.

Fabra y Toro (2002) utilizan un modelo autoregresivo de Markov con probabilidades de cambio de estado dependientes del tiempo para analizar los precios de la electricidad durante el primer año de funcionamiento del mercado liberalizado. En este trabajo los autores intentan identificar y establecer los periodos en que la disminución en los precios de la electricidad no se puede explicar ni por las condiciones de la oferta ni por las condiciones de la demanda. Asimismo, bajo la hipótesis de que la caída en los precios se debe al retorno al comportamiento no cooperativo por parte de las empresas generadoras que operan en el sector, intentan identificar las variables que desencadenan el comienzo de una guerra de precios. Fabra y Toro (2002) explotan en su análisis dos ideas: primero, si verdaderamente las empresas generadoras compiten en precios, entonces los precios deberían ser iguales en periodos diferentes en los que las condiciones de la oferta y de la demanda coinciden. Segundo, si las empresas están alternando entre periodos de guerra de precios y periodos de colusión, entonces tan estrecha relación se rompe. Estos autores infieren la habilidad de las empresas generadoras para ejercer su poder de mercado en un contexto dinámico a partir de los cambios observados en la serie de precios del mercado eléctrico y en las cuotas de mercado de los generadores.

Los resultados de este trabajo confirman la hipótesis de los autores de que dos niveles de precios claramente diferentes caracterizan la serie de precios del pool eléctrico español, y concluyen que los cambios en las cuotas de mercado de las empresas generadoras dominantes incrementan la probabilidad de ingresar a un periodo de guerra de precios. Por último, indican que sus resultados muestran que el comportamiento de la fijación de precios por parte de las empresas generadoras ha sido altamente afectado por la forma en que los Costes de Transición a la competencia (CTC's) han sido calculados.

Kühn y Machado (2003) modelizan mediante funciones de oferta el comportamiento estratégico de las empresas tal como anteriormente lo hicieron Green y Newbery (1992) al analizar la competencia en el pool de electricidad en Inglaterra. Kühn y Machado (2003) desarrollan un modelo dinámico del mercado eléctrico español que incorpora el equilibrio de la función de oferta en cada periodo así como los efectos del almacenamiento de los suministros hidroeléctricos. Gracias a los efectos estratégicos que obtienen de su modelo, estos autores contrastan el grado de poder de mercado de las dos principales empresas que operan en el pool eléctrico español (Endesa e Iberdrola) a través de variaciones exógenas en sus demandas las cuales tienen diferentes impactos sobre el precio del pool. Además, Kühn y Machado (2003) analizan los resultados del pool eléctrico español y su potencial mejora debido a la reasignación de los activos de generación. En particular, se muestra que el alto grado de integración vertical en el mercado eléctrico español no conduce a una completa desinformación acerca de los precios del pool, y muestran en un ejemplo que la simetría entre las empresas conduciría a la eficiencia productiva mientras que la heterogeneidad en las posiciones de la demanda conduciría de forma ineficiente a precios bajos. La conclusión final que obtienen estos autores es que las dos principales empresas generadoras que operan en el pool eléctrico español ejercen poder de mercado.

Ciarreta y Paz (2003) investigan si las dos mayores empresas generadoras (Endesa e Iberdrola) que operan en el pool eléctrico español ejercen su poder de mercado y, de ser este el caso, hasta qué punto el poder de mercado incrementa los márgenes precio-coste. Por ello se estudia el comportamiento estratégico en la subasta eléctrica de las empresas con elevadas cuotas de mercado comparándolas con las de las empresas pequeñas, modelizando los resultados del mercado diario como un equilibrio de la función de oferta y midiendo el impacto del poder de mercado sin hacer uso de estimación de costes de producción. Específicamente, se mide el poder de mercado comparando el comportamiento en el mercado

diario español de plantas que pertenecen a grandes generadores, con otras que pertenecen a empresas pequeñas y que tienen similares tecnologías, para lo cual comparan sus pujas durante el mismo día y el mismo periodo de manera que coincidan sus condiciones de coste y de demanda. Estos investigadores basan sus mediciones del poder de mercado en la diferencia entre las funciones de oferta (obtenidas mediante agregación de las ofertas de las plantas de generación) que pertenecen a las empresas más grandes y las que pertenecen a las más pequeñas que operan en el mercado diario de electricidad, de modo que cualquier diferencia en sus funciones de oferta pueda únicamente atribuirse al poder de mercado de los generadores más grandes. El principal resultado al que llegan estos autores es que Endesa e Iberdrola explotan su poder de mercado y que consistentemente presentan funciones de oferta que se encuentran a la izquierda (menor capacidad y precios más altos) de la referencia competitiva¹⁹.

4 Poder de mercado estático vs. dinámico

En la literatura existe una amplia gama de modelos oligopolísticos que han sido utilizados para aproximar el funcionamiento de diversas industrias (incluida la eléctrica) a nivel internacional. Un objetivo fundamental que se persigue en estos modelos es verificar y medir el ejercicio del poder de mercado de las empresas que operan en dichas industrias, estimando su conducta competitiva ya sea en un contexto estático o dinámico.

Bresnahan (1989 y 1997) revisa la amplia literatura que él denomina Nueva Organización Industrial Empírica (NOIE)²⁰, la cual parte del hecho que los márgenes precio-coste marginal no se pueden observar a partir de datos contables, que persigue estimar la conducta competitiva de las empresas que operan en diversas industrias con poder de mercado mediante el diseño de nuevas metodologías. Estos trabajos modelizan la conducta de las empresas en función de variaciones conjeturales que son derivadas de modelos de optimización estática, es decir, en función de las expectativas que determinada empresa tiene acerca de la reacción de sus rivales. Se supone que las variaciones conjeturales son parámetros que pueden tomar un determinado rango de valores. Específicamente, se estima la conducta de las empresas mediante la parametrización de la condición estática de primer orden que iguala el ingreso marginal al coste marginal y que maximiza los beneficios de las empresas teniendo en cuenta las hipótesis de competencia perfecta (empresas precio-aceptantes), competencia a la Cournot, y el equilibrio de un monopolio.

No obstante, Corts (1998) muestra que las aproximaciones habituales para estimar la condición estática de primer orden pueden conducir a estimaciones inconsistentes del parámetro de conducta de las empresas, si el verdadero proceso de fondo no coincide en el límite con un juego de variaciones conjeturales. En particular, Corts muestra que si las empresas se comprometen en una colusión inferior al nivel de colusión perfecta, la estimación del parámetro de conducta típicamente subestimaré el poder de mercado. En el trabajo realizado por Wolfram (1999) se puede comprobar que las técnicas de la NOIE subestiman el poder de mercado en comparación con las medidas directas del parámetro de conducta de las empresas generadoras que operan en el pool eléctrico británico. La razón por la que el parámetro de conducta es subestimado se debe básicamente al hecho que si un grupo de empresas está implícitamente coludiendo, entonces se comete un error al estimar la condición de primer orden estática que maximiza el beneficio individual de cada empresa sujeta a restricciones de capacidad en lugar de la condición dinámica de primer orden que maximiza su beneficio sujeto a una restricción de compatibilidad de incentivos. Como se verá más adelante, la condición dinámica de primer orden posee un término más que la condición estática. La magnitud de este término adicional, denominado compatibilidad de incentivos “ CI_{it} ”, será distinta de cero siempre y cuando las empresas estén comprometidas en un nivel de colusión menor que el precio de colusión perfecta. Por tanto, si las empresas están comprometidas en una colusión por debajo de los niveles de colusión perfecta, la condición estática de primer orden está mal especificada y se obtienen estimaciones inconsistentes del parámetro de conducta de la empresa. Lo mejor que se puede conseguir con la estimación de los parámetros de la condición estática de primer orden es contrastar hipótesis separadas de: competencia perfecta, competencia a la Cournot y colusión perfecta (Nevo, 2001).

Como Armstrong et al. (1994) han señalado, la repetitiva interacción entre los generadores que puján diariamente en los mercados eléctricos, favorece la colusión implícita, la cual puede conducir a márgenes precio-coste mayores a los pronosticados por los modelos estáticos. La repetitiva interacción diaria favorece la colusión implícita, debido a que disminuye la probabilidad de deserción, ya que ésta podría ser detectada sin mayor dilación. Además de esto, existen otros factores que facilitan la colusión implícita entre las empresas generadoras que operan en los mercados mayoristas de electricidad: el acceso a información actualizada (públicamente conocida) sobre los precios pujados y sobre las declaraciones de capacidad de sus rivales, de manera que el desvío de la estrategia colusiva pueda ser detectado y castigado; común conocimiento sobre sus estructuras de costes, de modo que esto permita

mejorar la vigilancia recíproca de sus acciones; un número típicamente pequeño de empresas generadoras con restricciones de capacidad, de modo tal que ninguna de las empresas pueda iniciar una guerra de precios con la intención de abastecer por sí sola la totalidad del mercado; un bajo grado de incertidumbre de la demanda; y barreras a la entrada, que eviten que los beneficios colusivos puedan ser mermados.

En un equilibrio colusivo, que resulta de una interacción dinámica repetitiva entre las empresas que operan en el mercado, cada una de ellas gana unos beneficios mayores a los que obtendría en un equilibrio de Nash, que resulta de un juego no cooperativo que se da en un único periodo, y aún cuando las empresas tuviesen incentivos a desviarse del acuerdo, el riesgo de ser castigadas mediante futuras conductas agresivas les desanimarían a romper el acuerdo tácito. Por tanto, mientras cada empresa no descuenta considerablemente sus beneficios futuros, el equilibrio colusivo podrá ser sostenido como un equilibrio de un juego repetido infinitamente.

Por otro lado, el mantenimiento del régimen colusivo dependerá del tipo de información de la que dispongan las empresas: perfecta (certidumbre) o imperfecta (existen fuentes exógenas de incertidumbre). Si la información es perfecta, la desviación de la colusión implícita es fácilmente detectada. No obstante, Green y Porter (1984) señalan que mientras exista un cierto grado de información imperfecta, el mantenimiento del acuerdo colusivo requerirá que periódicamente se retorne a algún comportamiento de corto plazo poco rentable.

Estos mismos autores muestran que si los impactos en la demanda no son perfectamente observables por las empresas, éstas pueden coludir (mantener los precios por encima de los niveles de Cournot) durante los periodos de alta demanda, pero que siguiendo impactos negativos en la demanda pueden regresar a los precios de equilibrio estáticos (precios de Cournot) cuando los precios caen por debajo de un determinado nivel de referencia (trigger price); en tal caso la colusión es restablecida después de un periodo de guerra de precios²¹. Sin embargo, Rotemberg y Saloner (1986) señalan que si los precios y la demanda son perfectamente observables, las empresas siempre pueden mantener la práctica colusiva pero el grado de colusión dependerá de la demanda actual y de la demanda futura esperada. Asimismo, señalan que si las fluctuaciones en la demanda pueden ser observadas perfectamente por las empresas, es probable que en periodos de demanda alta (en los que

existen mayores incentivos a desviarse del acuerdo colusivo) los oligopolios con colusión implícita se comporten de manera más competitiva. Brock y Scheinkman (1985) añaden que si los precios y la demanda se observan ex post, el nivel de colusión también dependerá del hecho que las empresas presenten restricciones de capacidad.

En el modelo de Green y Porter (1984) las empresas conocen únicamente algún indicio correlacionado con la conducta rival tal como el precio del mercado o sus propias cuotas realizadas. Además, la demanda no es conocida por todos los agentes del mercado lo que impide a las empresas productoras distinguir si la caída de precios se debe a un impacto negativo en la demanda agregada de la industria o a que sus rivales se han desviado del acuerdo colusivo. Por otra parte, en el modelo de Rotemberg y Saloner (1986) las empresas pueden observar los precios cobrados por todas las otras empresas.

En España, el Operador del Mercado (OMEL) proporciona amplia información sobre los resultados del mercado eléctrico, entre otros: los precios horarios del mercado diario; las curvas agregadas de oferta y demanda, la producción detallada de todas las empresas generadoras casadas en el mercado diario, y con tres meses de retraso las funciones de oferta (pujas) presentadas por los generadores en el pool. En consecuencia, gracias a que las empresas poseen sustancial información acerca del comportamiento de sus rivales, en este trabajo se ha adoptado un modelo similar al de Rotemberg y Saloner (1986) en donde se asume el hecho que si las empresas coluden, éstas siempre permanecerán en un régimen colusivo inferior al de colusión perfecta y nunca cambiarán a un “régimen de castigo” no cooperativo. Es decir, se está asumiendo que las empresas nunca cambian su comportamiento sobre el ciclo de negocio (siempre están coludiendo), sino que más bien realizan ajustes en sus cantidades (incrementan su producción) para disminuir el precio de equilibrio del mercado de modo que la colusión se pueda mantener estable a lo largo del tiempo. Como se verá más adelante, la condición dinámica de primer orden puede capturar la disminución del precio de equilibrio, ocasionado por el incremento de la producción de las empresas, si se estima su parámetro de conducta como si fuese invariable en el tiempo con ajustes, respecto al nivel de colusión implícita perfecta.

En las dos siguientes subsecciones se expondrán los modelos (estático y dinámico) que servirán para medir el ejercicio de poder de mercado y para estimar si el comportamiento productivo de las cuatro principales empresas generadoras de electricidad que participan en el

mercado diario español es más consistente con el poder de mercado unilateral o con colusión implícita. Estos modelos anteriormente han sido utilizados por Puller (2002) para estimar la forma en cómo determinaban sus estrategias las cinco principales empresas generadoras de California, si bien aquí son adaptados al contexto español que se caracteriza por la asimetría entre las empresas.

4.1 Modelo estático

En los modelos estáticos, las empresas escogen en un único periodo sus variables estratégicas (cantidades producidas o precios) para maximizar sus beneficios sin considerar los efectos intertemporales de sus acciones actuales sobre el futuro entorno competitivo. El simple empleo de un modelo de competencia en precios (Modelo de Bertrand sin restricciones de capacidad) no parece apropiado para caracterizar el mercado eléctrico español ya que las restricciones de capacidad evitan que cualquier empresa generadora pueda abastecer al mercado completo mediante la venta de energía a un menor precio. Por el contrario, se puede considerar que la estrategia de una empresa generadora consiste en comprometerse a que sus unidades generadoras produzcan una determinada cantidad de energía en el mercado diario (con un día de antelación al despacho de energía) para luego realizar ajustes de su producción en el mercado intradiario (en tiempo real). Por tanto, un modelo de competencia en cantidades con un único periodo podría ser una razonable aproximación del mercado eléctrico español, donde los mercados secuenciales (diario e intradiario) pueden considerarse como un único mercado de energía en el que las empresas pujan para suministrar una determinada cantidad de energía eléctrica en el mercado diario y luego hacen pequeños ajustes en la producción de cada una de sus plantas en el mercado intradiario.

Es preciso señalar que haciendo uso de las verdaderas pujas realizadas por los generadores en el pool podría haberse modelizado el mercado eléctrico español mediante alguna forma restrictiva del modelo de la función de oferta propuesto por Klemperer y Meyer (1989) para modelizar un oligopolio que encara una demanda incierta; o mediante un modelo de subastas con múltiples unidades generadoras propuesto por Von Der Fehr y Harbord (1993) donde las estrategias de cada unidad generadora son representadas por funciones escalonadas discretas (con un número finito de escalones), las empresas generadoras encaran una demanda inelástica, y costes marginales constantes hasta alcanzar su capacidad. No obstante, dado que Ciarreta y Paz (2003) y Marín y García-Díaz (2000) ya han aproximado el mercado diario de electricidad español a través de modelos de funciones de

oferta y de subastas de múltiples unidades generadoras respectivamente, en el presente trabajo se estiman el funcionamiento y los resultados del mercado eléctrico español mediante modelos de juegos en los que las empresas generadoras escogen las cantidades óptimas a producir.

Siguiendo a Puller (2002), formalmente se asume que N empresas generadoras compiten entre sí escogiendo ofertar una cantidad determinada (perfectamente inelástica) sujeta a una restricción de capacidad. El precio se determina por la intersección de las curvas de oferta y demanda. La función inversa de demanda es representada por $P(\cdot)$, c_i es el coste marginal, q_i la producción de la empresa “ i ”, y k_i su capacidad de generación. Asimismo, se asume que las empresas toman la estructura de la industria como dada (es decir, que el número y distribución de tamaños de las empresas generadoras, la demanda y los costes son datos que se mantienen invariables), y que no escogen producción para influir estratégicamente sobre la entrada al mercado de nuevos competidores. Por otro lado, la energía eléctrica vendida a través de contratos forward no se considera como parte de la producción de las empresas generadoras cuando escogen la cantidad a vender en el mercado eléctrico, gracias a que el volumen de contratos forward negociado fue relativamente pequeño durante el periodo de la muestra analizado (mayo-diciembre de 2001).

El problema de optimización estática que debe resolver cada empresa “ i ” en cada periodo “ t ” consiste en escoger la cantidad que maximice sus beneficios sujetos a una restricción de capacidad de generación de energía eléctrica, es decir:

$$\begin{aligned} \max_{q_{it}} \quad & \pi_{it} = [P(q_{it} + q_{-it}) - c_i(q_{it})] \cdot q_{it} \\ \text{s.a :} \quad & q_{it} \leq k_{it} \end{aligned}$$

El Lagrangiano viene dado por:

$$\ell = [P(q_{it} + q_{-it}) - c_i(q_{it})] \cdot q_{it} + \lambda_{it}(k_{it} - q_{it})$$

Derivando el Lagrangiano respecto a la cantidad producida por la empresa en el periodo “ t ”, tenemos que:

$$\frac{d\ell}{dq_{it}} = P(Q_t^*) - c_i(q_{it}^*) + \left[\frac{\partial P(Q_t^*)}{\partial Q_t} \cdot \frac{\partial Q_t^*}{\partial q_{it}} - \frac{\partial c_i(q_{it}^*)}{\partial q_{it}} \right] \cdot q_{it}^* - \lambda_{it}^* = 0$$

De la expresión anterior se deriva la condición estática de primer orden:

$$\left[P(Q_t^*) - c_i(q_{it}^*) - \lambda_{it}^* \right] + \theta_{it} P'(Q_t^*) q_{it}^* = 0. \quad (i = 1 \dots N) \quad (1)$$

Donde $\theta_{it} \equiv \frac{\partial Q_t^*}{\partial q_{it}} = 1 + \eta_{it}$ es el parámetro de conducta de la empresa “i” para un periodo “t”, que representa lo que la empresa cree que será el efecto de incrementar su producción sobre la producción de la industria, siendo $\eta_{it} = \sum_{j \neq i} \frac{\partial q_{jt}}{\partial q_{it}}$ la conjetura global de la empresa i-ésima respecto a la industria, y $Q_t = q_{it} + q_{-it}$ la producción total en el periodo “t” (producción de la empresa “i” más la de sus competidores). Además, se ha supuesto que los costes de producción de la empresa “i” son lineales hasta alcanzar la capacidad de su unidad generadora más cara que está operando, es decir, que el coste marginal $c_i(q_{it})$ (igual al coste medio) es constante, por lo que $c_i'(q_{it}^*) = 0$.

Existe un número restringido de valores que el parámetro de conducta θ_{it} puede adoptar para ser una hipótesis consistente. En particular, si $\theta_{it} = 0$, de la condición estática de primer orden se obtiene que $P(Q_t^*) = c_i(q_{it}^*) + \lambda_{it}^*$, situación que corresponde a la determinación de la producción en condiciones de competencia perfecta (no existe poder de mercado) y con restricciones de capacidad en generación. Si $\theta_{it} = 1$, de la condición de primer orden tenemos que $P(Q_t^*) = \frac{c_i(q_{it}^*) + \lambda_{it}^*}{1 - s_{it}^* / \varepsilon_{Q_t^*, P}}$, el cual corresponde a una competencia a la Cournot (poder de mercado unilateral) con restricciones de capacidad en la generación, donde $s_{it}^* = q_{it}^* / Q_t^*$ representa la cuota de mercado de la empresa “i” en el periodo “t”, y $\varepsilon_{Q_t^*, P}$ representa la elasticidad precio de la demanda.

Adaptando el modelo desarrollado por Puller (2002) al caso español (empresas generadoras con asimetrías en tamaño y costes), se ha supuesto que si las empresas generadoras mantienen constantes sus cuotas relativas de producción iniciales, resulta que la variación conjetural de la empresa “i” respecto de la empresa “j” vendrá determinada por $\partial q_{jt} / \partial q_{it} = s_{jt} / s_{it}$ ($j \neq i$), por lo que el parámetro de conducta para cada una de las empresas

vendrá dado por $\theta_{it} = 1 + \sum_{j \neq i} s_{jt} / s_{it} = 1 + (1 - s_{it}) / s_{it} = 1 / s_{it}$, donde s_{it} y s_{jt} representan las cuotas de producción de las empresas “i” y “j” en el periodo “t” respectivamente. De la ecuación (1) se obtiene que $P(Q_t^*) = c_i(q_{it}^*) - (1/s_{it})P'(Q_t^*)q_{it}^* + \lambda_{it}^*$, que corresponde a un caso de colusión perfecta, cuyo equilibrio coincide con el de un monopolio con restricciones de capacidad en la generación de energía eléctrica. Para el caso simétrico, dado que todas las empresas tendrían el mismo tamaño (cuota de producción), cada una de ellas produciría Q_t/N . Esto implicaría que $\partial q_{jt} / \partial q_{it} = 1$, lo que daría como resultado $\theta_{it} = N$. Reemplazando el valor del parámetro de conducta en la condición de primer orden se tendría que $P(Q_t^*) = c_i(q_{it}^*) - NP'(Q_t^*)q_{it}^* + \lambda_{it}^*$, que coincide con la condición obtenida por Puller (2002). Sin embargo, si el parámetro de conducta de una empresa es considerado como una variable continua, éste vendría a ser un índice significativo del grado de competitividad del mercado.

De la condición de primer orden podemos despejar el parámetro de conducta de la empresa “i” en el periodo “t”:

$$\theta_{it} = \frac{P(Q_t^*) - c_i(q_{it}^*) - \lambda_{it}^*}{-P'(Q_t^*)q_{it}^*} \quad (2)$$

De la ecuación (2) se puede ver que el parámetro de conducta es creciente en el margen observado entre el precio y el coste marginal ajustado por la sensibilidad del precio a un crecimiento de la producción $[P'(Q_t^*)]$, y donde λ_{it}^* representa el precio sombra de la capacidad de generación adicional cuando una empresa está operando a toda su capacidad.

4.2 Modelo dinámico

Los modelos de juegos que se repiten durante un periodo indefinido en el tiempo (modelos dinámicos) muestran que las empresas que reiteradamente interactúan en una industria con barreras a la entrada de nuevos competidores pueden mantener precios más altos que los niveles de equilibrio que se obtienen en un juego estático (en un único periodo). Aunque en el mercado eléctrico español no existen barreras legales a la entrada de nuevos competidores, es razonable suponer que existen barreras de facto que pueden garantizar la sostenibilidad de un acuerdo colusivo implícito. Asimismo, se ha asumido que las empresas

implícitamente comparten la regla específica de que, bajo la existencia de N empresas generadoras en el pool con asimetrías en tamaños y costes, la reacción de los competidores es la de mantener la cuota de producción relativa inicial, lo que equivale a suponer que el sector eléctrico se encuentra en una colusión implícita perfecta. El problema al que se enfrentará cada empresa en un contexto dinámico consistirá en elegir una cantidad q_{it}^* que maximice sus beneficios, sujetos a la restricción de que no existan incentivos a desviarse de la cantidad colusiva. El desvío del régimen colusivo se castiga con el retorno al equilibrio de Cournot de un único periodo. Se asume que los impactos en la demanda y en los costes se observan perfectamente, de modo que la deserción del régimen colusivo se pueda distinguir de los impactos exógenos al entorno competitivo. Finalmente, por sencillez y dado que en nuestro periodo muestral no se aprecia que las empresas estudiadas estén operando a plena capacidad, se ha supuesto que las empresas generadoras no presentan restricciones de capacidad de generación²².

Formalmente, el problema de optimización a resolver por cada una de las empresas sujetas a la restricción de que ninguna de ellas tiene incentivos a separarse del régimen colusivo sería el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \max_{q_{it}} \pi_i(q_{it}) &= [P(q_{it} + q_{-it}) - c_i(q_{it})] \cdot q_{it} \\
 \text{s.a :} \\
 \pi_i^{mr} + \sum_{T=t+1}^{\infty} \rho^{T-t} E_t[\pi_{iT}^p] &\leq \pi_i(q_{it}) + \sum_{T=t+1}^{\infty} \rho^{T-t} E_t[\pi_{iT}^*]
 \end{aligned}$$

Donde: $Q_t = q_{it} + q_{-it}$ representa la producción total de energía eléctrica, π_i es el beneficio de la empresa “i”, π_{iT}^* es el beneficio colusivo óptimo en el periodo futuro “T”, y π_i^{mr} viene a ser el beneficio individual para cualquier empresa que unilateralmente se desvía del régimen colusivo produciendo en un único periodo su mejor respuesta a las cantidades colusivas producidas por las otras empresas. El desvío del régimen colusivo será castigado con el retorno al beneficio no colusivo π_i^p . $E_t[\pi_{iT}^p]$ representa las expectativas acerca del beneficio en el periodo futuro “T” condicionadas a la información conocida en el periodo “t”, y se trabaja con expectativas dado que las condiciones de la demanda futura no son completamente deterministas. La tasa de descuento intertemporal viene dada por “ ρ ”.

Lo que nos dice la restricción del problema de optimización (restricción de compatibilidad de incentivos) que debe resolver cada empresa es que una empresa no se desviará del acuerdo colusivo si la suma entre el beneficio actual y la continuación de los beneficios colusivos exceden a la suma entre los beneficios de desviarse del acuerdo en el periodo actual y los beneficios no colusivos (Cournot) futuros.

El Lagrangiano del problema de optimización viene dado por la siguiente expresión:

$$\ell = [P(Q_t) - c_i(q_{it})](q_{it}) + \mu_{it} \left[[P(Q_t) - c_i(q_{it})] \cdot (q_{it}) + \sum_{T=t+1}^{\infty} \rho^{T-t} E_t [\pi_{iT}^*] - \pi_i^{mr} - \sum_{T=t+1}^{\infty} \rho^{T-t} E_t [\pi_{iT}^p] \right]$$

Derivando el Lagrangiano respecto de q_{it} se obtiene la condición dinámica de primer orden:

$$[P(Q_t^*) - c_i(q_{it}^*)] + (\theta_{it}) P'(Q_t^*) q_{it}^* - CI_{it} = 0 \quad (3)$$

Donde $CI_{it} = (\mu_{it}^*/1 + \mu_{it}^*) (d\pi_i^{mr}/dq_{it})$ representa el término de compatibilidad de incentivos de las empresas. La ecuación (3) representa la condición dinámica de primer orden de cada empresa, la cual nos muestra la condición que cada una de ellas, en un régimen colusivo, está satisfaciendo cuando escoge el nivel de producción colusivo. Cuando la restricción de compatibilidad de incentivos no es vinculante ($\mu_{it}^* = 0$), la ecuación (3) representa la misma condición de primer orden del modelo estático sin restricciones de capacidad, y dado que se ha supuesto que las empresas mantienen invariables sus cuotas relativas iniciales, dicha ecuación coincidiría con el caso de colusión perfecta. No obstante, cuando la restricción de compatibilidad de incentivos es vinculante, entonces cada empresa deberá aumentar su producción y así disminuir el precio de equilibrio del mercado de modo que la restricción de compatibilidad de incentivos no sea violada, es decir, que ninguna empresa se desvíe del acuerdo colusivo para tratar de ganar más beneficios al menos en un periodo (π_i^{mr}). Esto último lo podemos deducir de la ecuación (3). De acuerdo a la condición dinámica de primer orden de la empresa podemos observar que el término $(-CI_{it})$ es positivo, por lo que la condición de primer orden se modifica de manera que la producción de equilibrio sea mayor. Las empresas aún pueden ganar más que con los precios de un único periodo de Cournot, pero no pueden sostener el precio de colusión perfecta.

De las ecuaciones (1) y (3) se pueden sacar algunas explicaciones para las observaciones de márgenes precio-coste mayores que cero. De la ecuación (1) se extraen tres posibles explicaciones para los márgenes precio-coste positivos. En primer lugar, los precios pueden ser mayores que los costes debido a la existencia de restricciones de capacidad de generación, y no porque las empresas eléctricas se estén comportando de forma anticompetitiva. Este caso corresponde a competencia perfecta con restricciones de capacidad (no hay poder de mercado: $\theta_{it} = 0, \lambda_{it}^* > 0$). En segundo lugar, los márgenes positivos se pueden deber a que las empresas eléctricas estén unilateralmente produciendo menos de lo que realmente podrían producir con el propósito de percibir mayores ingresos a través de sus unidades de producción. Este caso corresponde al modelo de competencia de Cournot (poder de mercado estático: $\theta_{it} = 1, \lambda_{it}^* = 0$). En tercer lugar, que las empresas estén comprometidas en un acuerdo colusivo implícito asimétrico en un único periodo ($\theta_{it} = 1/s_{it}, \lambda_{it}^* = 0$). De la ecuación (3), los márgenes positivos pueden deberse a que las empresas produzcan una cantidad menor a la que verdaderamente puedan producir para incrementar el precio de equilibrio de mercado, manteniendo este régimen mediante el ajuste de su producción de modo que ninguna empresa tenga incentivos a desviarse del acuerdo que maximice su beneficio. Este caso corresponde a colusión implícita perfecta, bajo el supuesto de asimetría entre las empresas, que se mantiene estable en el tiempo (poder de mercado dinámico: $\theta_{it} = 1/s_{it}, \mu_{it}^* > 0$).

La forma que adoptan las condiciones de primer orden de los modelos estático y dinámico para los casos antes mencionados es representada en la Figura 4. Las condiciones de primer orden (estática y dinámica) que se han derivado en las subsecciones precedentes son básicamente relaciones de oferta de las empresas generadoras que están ejerciendo poder de mercado unilateral, o que están en una colusión implícita perfecta o inferior a ella. El eje vertical representa el margen precio-coste ajustado por las rentas de escasez de capacidad de generación y el eje horizontal representa el efecto que tiene sobre los ingresos de la empresa “i” que dicha empresa incremente en una unidad su producción. De la Figura 4, se observa que las empresas precio-aceptantes venden toda su capacidad de producción a su coste marginal independientemente del tamaño de sus ventas. Las empresas que compiten a la Cournot, obtienen precios por encima de sus costes marginales cuando sus ventas son mayores y cuando la curva de demanda es más inelástica (más vertical). Por último, las

empresas que coluden implícitamente pueden tener que ajustar sus márgenes a la baja para asegurar que la restricción de compatibilidad de incentivos no se viole.

5 Datos

En esta sección se describe cómo se ha elaborado la base de datos con la que se ha realizado la estimación de los parámetros de conducta de las cuatro principales empresas generadoras que realizan sus ofertas de producción en el mercado diario de electricidad en España.

Para estimar dichos parámetros se requieren datos sobre los precios horarios del mercado diario (euros/MWh), los costes marginales (euros/MWh), y la producción térmica de cada empresa (MWh). Los datos de precios y producción se han obtenido de la página web del Operador del Mercado, y los datos sobre los costes marginales de la producción térmica de cada empresa se han obtenido del antiguo regulador del sector eléctrico español (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico: CNSE) y que fueron previamente utilizados en Marín y García-Díaz (2000). En la Figura 5 se muestra la estructura de costes del parque de generación térmica de las cuatro empresas estudiadas correspondiente al año 1997.

Dado que el objetivo de este trabajo es el de aproximar el comportamiento estratégico que practican Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico para determinar su producción térmica, los datos de producción que se han utilizado para estimar el parámetro de conducta de dichas empresas generadoras han sido los de la producción térmica agregada de cada una de sus unidades generadoras. Con tal propósito, para cada una de las 24 horas de todos los días de la muestra (Desde mayo hasta fines de diciembre de 2001) se ha calculado la producción térmica agregada por empresa, para lo cual ha sido necesario identificar y clasificar todas las plantas eléctricas por empresa y por tecnología que fueron casadas en cada sesión del mercado diario. La producción térmica horaria agregada de cada una de las empresas se puede observar en las Figuras 6, 7, 8 y 9 respectivamente.

En este punto es preciso hacer notar que las centrales térmicas que son de propiedad compartida no han sido consideradas dentro del presente análisis debido a que no se conoce quién y bajo qué criterio toma la decisión de cuánto, a qué precio, y durante qué horas producir. Las centrales que no se han considerado son: ACECA cuya propiedad es compartida por Iberdrola (50%) y Unión Fenosa (50%), y cuya potencia instalada es de 627 MW; y ANLLARES cuya propiedad es compartida por Endesa (33,3%) y por Unión Fenosa (67,3%),

y cuya potencia instalada es de 365 MW. Esto lógicamente reduce las cuotas de producción térmicas de tres de las cuatro empresas estudiadas (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa) respecto a la cuota de producción de Hidroeléctrica del Cantábrico. No obstante, dado que el cálculo de los parámetros de conducta que en promedio se esperaría tuviesen las empresas bajo colusión implícita perfecta han sido calculados como los valores inversos a sus respectivas cuotas de producción térmicas en el pool, es probable que para Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa se hayan obtenido valores algo superiores a los que se hubiesen obtenido teniendo en consideración la producción térmica de tales centrales asignada a cada empresa en función de sus porcentajes de participación. Esto no afecta el hecho que un modelo (estático o dinámico) funcione mejor que el otro en la aproximación del comportamiento estratégico que siguen las empresas en el pool. En cualquier caso, la potencia instalada de estas centrales compartidas es pequeña respecto al total del mercado que asciende a 20,14 GW.

Para el cálculo de los costes marginales de cada una de las cuatro empresas analizadas, se ha hecho el supuesto de que las unidades térmicas son las que imponen en cada periodo horario el coste marginal de cada una de ellas, debido a que son las menos eficientes. Es decir, se está suponiendo que las centrales nucleares de cada planta son utilizadas para satisfacer la demanda base y que las centrales hidroeléctricas (con coste marginal prácticamente nulo) junto con las térmicas son las que se utilizan para cubrir la demanda en los periodos pico. Con los datos de la producción térmica agregada se ha obtenido el coste marginal de la producción térmica de cada empresa, para cada hora y para todos los 275 días de la muestra, a partir de la estructura de costes proporcionada por la CNSE. Estos costes (correspondientes al año 1997) se han actualizado al año 2001 haciendo uso del índice general de precios industriales.

Por otro lado, todas las series se han llevado a términos reales mediante el uso de la variación mensual del IPC, teniendo como periodo base el mes de mayo de 2001. Durante los casi 6 años que han transcurrido desde que se inició el proceso de reforma del sector eléctrico español, la estructura de costes de cada una de las cuatro empresas estudiadas ha cambiado principalmente debido a la introducción de tecnologías más eficientes en sus parques generadores y a sus inversiones en ampliación de capacidad. No obstante, durante el periodo de la muestra no se ha observado la puesta en marcha de tecnologías más eficientes (como las centrales térmicas de ciclo combinado a gas) que hayan reducido notoriamente los costes ni incrementado la capacidad de generación de las empresas estudiadas, por lo que resulta razonable suponer que la estructura de costes tras la liberalización de la industria eléctrica

española (enero de 1998) permaneció sin grandes variaciones hasta el año 2001. Asimismo, se ha asumido que los costes marginales de cada unidad generadora son constantes hasta alcanzar su capacidad, y que el coste marginal de cada empresa coincide con el de su unidad más cara que está operando con exceso de capacidad.

En este trabajo, se hace un estudio del comportamiento competitivo de las empresas generadoras de electricidad en el mercado diario, ya que en dicho mercado se pueden observar sus verdaderas ofertas de venta, las cuales proporcionan una adecuada información sobre sus estrategias de producción. Los precios de equilibrio del mercado diario son proporcionados para cada hora del día por OMEL. Con el propósito de poder calcular correctamente los márgenes precio-coste marginal de cada empresa, los precios horarios de la electricidad han sido expresados en términos reales, al igual que se hizo con los costes.

El precio final que perciben las empresas generadoras por su producción observada no se conoce siempre ya que la energía eléctrica puede venderse en el mercado diario con un día de antelación al despacho real, en el mercado intradiario (mercado de ajustes en tiempo real) o mediante contratos bilaterales. No obstante, en este trabajo se hace uso del precio del mercado diario ya que durante el año 2001, en promedio, el 79,6% del volumen total de las transacciones energéticas se dieron en dicho mercado [17.914,42 GWh-Mes incluyendo importaciones (+/-), producción en régimen especial (+), operación del sistema (+/-), y las indisponibilidades (-)], mientras que las ventas en el mercado intradiario y a través de contratos bilaterales ascendieron al 2,2 y 0,54% respectivamente.

Uno de los datos necesarios para estimar el modelo es el valor de la pendiente de la curva de demanda total del mercado mayorista: $P'(Q_t)$. Con el propósito de filtrar posibles ruidos, que pudieran afectar el cálculo del valor de la pendiente de la curva de demanda total del mercado diario, se han calculado medias de precios horarios y medias horarias de la producción total que fueron casadas en el pool para cada uno de los ocho meses de la muestra (ver la Figura 10). Estos datos, junto con el valor de la elasticidad de la demanda, han sido utilizados para determinar la pendiente de la demanda para cada hora del periodo muestral. Específicamente, la expresión utilizada para determinar la pendiente de la demanda total del mercado diario para todas las horas “t” correspondientes a todos los meses “M” de la muestra, evaluada en el punto de equilibrio, ha sido:

$$(P')_t^M = \left(\bar{P}_t^M / \bar{Q}_t^M \right) (1/\bar{\varepsilon}). \quad (4)$$

Donde \bar{P}_t^M y \bar{Q}_t^M son la media de los precios de equilibrio y la media de la cantidad total de equilibrio de todas las horas “t” del mes “M” respectivamente, y “ $\bar{\varepsilon}$ ” representa la elasticidad promedio de la demanda total del mercado mayorista. En la literatura se han encontrado estimaciones sobre la elasticidad de la demanda final en el mercado eléctrico español, es decir aquella por la que pagan los consumidores finales (domésticos e industriales). De acuerdo a Kühn y Machado (2003), los valores promedio de dicha elasticidad, estimados por hora y por mes, oscilan entre 0,01 y 0,09. No obstante es preciso resaltar que ésta no es la verdadera demanda que encaran los generadores en el pool, ya que al mercado mayorista acuden los consumidores cualificados, los comercializadores y/o distribuidores en representación de los usuarios finales, y dado que existe integración vertical entre la generación y la distribución, los mismos generadores que ofertan su producción en el pool también hacen ofertas de compra en el mismo. Este hecho puede dar poder a las empresas generadoras para influir en la elasticidad de la demanda del mercado mayorista y por tanto sobre el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Asimismo, es importante hacer notar que es muy difícil estimar un único valor para la elasticidad de la demanda del mercado mayorista debido a que dicha demanda presenta marcadas variaciones a lo largo del tiempo (por hora y por mes), y a que el punto de equilibrio cambia mucho a lo largo de la curva de demanda. Por tal motivo, se han hecho simulaciones con distintos valores de “ $\bar{\varepsilon}$ ” (entre 0,1 y 0,5), y los resultados que se presentan aquí han sido obtenidos con un valor de elasticidad igual a 0,4. A priori el valor de 0,4 parece un poco alto en comparación con las elasticidades de la demanda final habitualmente encontradas en los mercados eléctricos, pero por ejemplo Puller (2002) ha estimado elasticidades superiores a la unidad en el mercado mayorista de electricidad en California.

6 Estimación y Resultados

Para poder hacer inferencias sobre la competitividad de las empresas en el mercado eléctrico español, es necesario estimar sus parámetros de conducta haciendo uso de la base de datos descrita en la sección anterior, de acuerdo con la ecuación (1) si se acepta que el modelo relevante es estático, o la ecuación (3) si es de aplicación el modelo dinámico.

Antes de estimar los parámetros de conducta de las cuatro empresas, se han calculado sus cuotas de producción térmica promedio para todo el periodo muestral. Con estas cuotas se han determinado los parámetros de conducta promedio que se esperaría que tuviesen dichas empresas si estuvieran comprometidas en una colusión tácita perfecta. Tales valores se muestran en la Tabla 1. En este punto es preciso señalar que si se hubiese supuesto simetría entre las empresas, hubiésemos obtenido un único parámetro de conducta para todas ellas tal como se hace en Puller (2002). El valor del parámetro de conducta que se esperaría obtener para todas ellas bajo simetría y colusión perfecta sería igual a N , es decir, coincidiría con el número de empresas que existen en el mercado, en este caso $\theta = 4$. Dado que en el mercado eléctrico español, las empresas generadoras presentan asimetrías de tamaño y de costes, cada una de las empresas presentará parámetros de conducta diferentes, lo cual es consistente con la hipótesis de un comportamiento colusivo en condiciones de asimetría. El valor que se esperaría obtener para cada una de ellas bajo asimetría y colusión perfecta (manteniendo constantes las cuotas de producción relativas iniciales) sería el inverso de su cuota de producción térmica, es decir, $\theta_{it} = 1/s_{it}$.

Con el propósito de estimar la ecuación (1), ésta se ha reescrito de la siguiente forma:

$$[P(Q_t^*) - c_i(q_{it}^*) - \lambda_{it}^*] = -\theta_{it} P'(Q_t^*) q_{it}^* \quad (i = 1 \dots N). \quad (5)$$

La ecuación (5) nos dice que las empresas ejercen poder de mercado si su parámetro de conducta es positivo ya que al ser la pendiente de la curva de demanda negativa el término que se encuentra a la derecha del signo de igualdad es positivo, lo que implica que los márgenes precio coste, corregidos por las rentas de escasez de capacidad, sean mayores que cero. Asimismo se puede observar que si la empresa produce una mayor cantidad de energía o se encuentra operando en zonas donde la demanda es menos sensible a las variaciones del precio, se podrán observar mayores márgenes precio-costes (mayor poder de mercado).

En este trabajo se modeliza el lado de la oferta como cuatro empresas estratégicas que compiten sobre la demanda total que ellas encaran. Dado que las cuatro empresas aquí analizadas en conjunto abastecían más del 94% (media del año 2001) del mercado mayorista, se ha considerado despreciable el borde competitivo que conformaban las restantes empresas generadoras (nacionales y extranjeras). Mientras por el lado de la demanda se considera que ésta les viene dada a las empresas generadoras por una curva de pendiente negativa que varía

en el tiempo (por hora y por mes), pero cuya forma conocen. Asimismo, se considera que no existen fuentes exógenas de incertidumbre que afecten la curva de demanda.

La ecuación (5), por lo general se encuentra sobreparametrizada debido a que ésta permite que las empresas presenten distintos parámetros de conducta para cada periodo temporal. En principio se asume que todas las empresas escogen estratégicamente la cantidad a producir de forma distinta (ya que presentan asimetrías), pero que su comportamiento se mantiene invariable a lo largo del periodo muestral. Posteriormente se relajará dicho supuesto, con el propósito de analizar cómo varían dichos parámetros a lo largo de los ocho meses de la muestra para cada una de las empresas.

Dado que durante todo el periodo muestral no se ha observado que las empresas operen a plena capacidad, se ha supuesto que $\lambda_{it} = 0$, por lo que la ecuación (5) se modeliza de la siguiente manera:

$$(P - c)_{it} = -\theta_i P_t' q_{it}^* + \eta_{it} \quad (6)$$

Donde η_{it} representa el ruido aleatorio, con varianzas constantes, de cada empresa. Si se reemplaza la ecuación (4) en la ecuación (6), se obtiene que:

$$(P - c)_{it} = -\theta_i \left(\frac{\bar{P}_t^M}{\bar{\varepsilon} \cdot \bar{Q}_t^M} \right) q_{it}^* + \eta_{it} \quad (7)$$

Haciendo uso de mínimos cuadrados ordinarios, se ha estimado la ecuación (7) para cada una de las empresas de forma separada, con submuestras que distinguen: días laborables, días festivos y fines de semana, periodo y hora²³. En este punto es importante subrayar que lo que se pretende estimar en la ecuación (7) es el parámetro de conducta “medio” que mejor se ajuste al modelo teórico (una línea recta que debe pasar por el origen, ya que lo que estamos estimando es el margen precio-coste en función del efecto que tiene sobre los ingresos de la empresa el incremento de un MWh, bajo el supuesto inicial de que θ_i permanece invariable a lo largo del periodo muestral) en el grupo de datos de la empresa, es decir no se busca estimar un modelo completo explicativo del margen precio-coste.

En este trabajo se explota una idea que fue inicialmente propuesta por Puller (2002), la cual consiste en lo siguiente: si suponemos que el parámetro de conducta de una empresa sólo

puede adoptar valores discretos para ser una hipótesis consistente, y que la empresa busca maximizar sus beneficios en un único periodo sin tener en cuenta el futuro, es decir bajo un contexto estático, teóricamente los datos pertenecientes a su submuestra deberían ubicarse en una recta que pasara por el origen de coordenadas de pendiente nula ($\theta_i = 0$: competencia perfecta), en una línea con pendiente unitaria ($\theta_i = 1$: Cournot) o en una recta con pendiente igual al valor inverso de su cuota de producción ($\theta_i = 1/s_i > 1$: colusión implícita perfecta bajo asimetría). Por tanto, si el parámetro de conducta estimado resultase relativamente mayor a la unidad y mucho menor que el valor de colusión perfecta, entonces se podrían rechazar las hipótesis (1) la empresa está compitiendo a la Cournot y (2) está comprometida en una colusión implícita perfecta. Por tanto, el modelo estático sería rechazado a favor de un modelo dinámico. Mientras que si suponemos que para el mismo parámetro de conducta que se estimó bajo el marco estático (θ_i relativamente superior a la unidad y mucho menor que $1/s_i$) la empresa maximiza sus beneficios teniendo en cuenta el efecto de sus acciones presentes sobre el ambiente competitivo futuro (contexto dinámico), y dado que cuando la restricción de compatibilidad de incentivos no es vinculante ($\mu_{it} = 0$), el valor del parámetro de conducta coincidirá con el caso de colusión implícita perfecta del modelo estático, no se podría rechazar la hipótesis de que la empresa se encuentra en un régimen de colusión inferior al de colusión perfecta, debido a que el término CI_{it} , que introduce el modelo dinámico, es negativo. Además este acuerdo se mantendrá estable a lo largo del tiempo siempre que la empresa disminuya sus beneficios marginales aumentando su producción de modo que el precio de equilibrio del mercado disminuya a niveles inferiores al precio de colusión perfecta.

En la Tabla 2 se muestran los parámetros de conducta de las empresas para los días laborables de todo el periodo muestral y para las horas que van desde las 9:00a.m hasta las 12:00p.m. Se puede observar que todos los parámetros estimados son superiores a la unidad y menores a los teóricos (colusión implícita perfecta $\theta_i = 1/s_i$). Por consiguiente se puede decir que las cuatro empresas están comprometidas en una colusión implícita menor que la correspondiente a $\theta_i = 1/s_i$ gracias al efecto dinámico de CI_{it} . Parece ser que el parámetro de conducta estimado para Endesa es relativamente inferior al de Cournot, pero eso no significa que no esté coludiendo implícitamente, sino que el efecto de CI_{it} es relativamente alto.

En la Tabla 3 se muestran los resultados de reestimar los parámetros de conducta de las cuatro empresas únicamente para los periodos 1 y 2 (que corresponden a los periodos de

demanda pico en los meses de Noviembre y Diciembre) y para la hora 20 (hora de mayor demanda). Se puede subrayar que los resultados de todas las empresas están por debajo del valor de colusión implícita perfecta (valores inversos de sus cuotas de producción térmica) y por encima de la unidad (Cournot), lo que significa que bajo un contexto estático, no se podría inferir nada acerca del comportamiento estratégico de las empresas en el pool. Por el contrario, bajo un marco dinámico se puede afirmar que las cuatro empresas están coludiendo implícitamente de forma tal que el acuerdo sea sostenible en el tiempo (ejercen poder de mercado dinámico), pero que los valores estimados para las cuatro empresas no alcanzan el valor de colusión implícita perfecta correspondiente al valor inverso de sus cuotas de producción térmica, debido a que la restricción de compatibilidad de incentivos es vinculante $\mu_{it} \neq 0$, y esto significa que el término de compatibilidad de incentivos CI_{it} ajustará los márgenes precio coste de modo que no se viole el acuerdo colusivo implícito. Se puede verificar que en las horas de mayor demanda el poder de mercado de las empresas aparece mayor que en la media global de horas analizadas en la Tabla 2.

En las Figuras 11, 12, 13 y 14 se presentan los parámetros estimados para las cuatro empresas correspondientes a los días laborables y a la hora 20. Un hecho importante que se debe hacer notar, es que el parámetro estimado para las cuatro empresas es menor al que se obtendría con las inversas de sus cuotas de producción térmica (gracias a que la mayoría de datos se encuentran por debajo de la línea teórica de colusión implícita perfecta), lo que refuerza el hecho de que un modelo dinámico se ajusta mejor para aproximar el comportamiento estratégico de las empresas en el pool eléctrico español. No obstante se puede notar en el gráfico de Iberdrola (Figura 12) que existe un buen número de datos por encima de la línea teórica de colusión implícita perfecta, probablemente debido a que se hayan subestimado sus costes, lo cual desplazaría su nube de datos hacia arriba respecto a su ubicación verdadera (con sus verdaderos costes). Se tiene la sospecha de que se pueden haber subestimado los costes de dicha empresa debido a que en su gráfico de producción térmica horaria agregada (Figura 7) se observa que aparentemente no están utilizando toda su capacidad de generación. Lo que podría estar ocurriendo es que buena parte de su capacidad de generación (que no es ofertada en el pool) la estén empleando para inyectar energía en la red de transmisión para satisfacer algunos contratos bilaterales acordados con determinados clientes. Por tanto la cantidad de energía térmica agregada que se ha calculado (en cada periodo horario y para cada uno de los meses de la muestra) para determinar sus costes marginales sería inferior a la que verdaderamente están produciendo (en el pool y para

satisfacer contratos bilaterales) y por consiguiente se habrían subestimado sus costes y con ello se habría desplazado sus datos hacia arriba.

Finalmente, se ha relajado el supuesto de que el parámetro de conducta de las cuatro empresas permanezca invariable a lo largo del periodo muestral, debido a que la demanda varía en cada mes. En la Tabla 4 se presentan los parámetros de conducta medios de las cuatro empresas para los días laborables de cada uno de los ocho meses de la muestra. En la Figura 15 se comparan los resultados obtenidos en la Tabla 4 con los valores teóricos correspondientes a sus inversas de sus cuotas de producción. Se puede apreciar que los parámetros de conducta de las cuatro empresas se mantienen por debajo del valor de colusión implícita perfecta ($1/s_i$), a excepción del parámetro de conducta de Iberdrola correspondiente al mes de Mayo. Por otro lado, Endesa, Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Fenosa presentan una relativa tendencia a aproximarse a $\theta_i = 1/s_i$ desde Agosto a Noviembre (Diciembre para Unión Fenosa). Este resultado podría interpretarse como un ligero aumento del grado de colusión.

7 Conclusiones y posibles líneas de extensión

En este trabajo se ha adaptado el modelo utilizado por Puller (2002) para analizar el comportamiento estratégico de los cinco principales generadores californianos (bajo simetría) al caso asimétrico del pool eléctrico español. De los resultados obtenidos, se pueden extraer varias conclusiones relevantes:

El mercado diario español puede ser mejor aproximado por un modelo dinámico cooperativo que resulta de la interacción repetitiva que se da entre las empresas generadoras que acuden a dicho mercado a ofertar su producción, y en donde dichas empresas determinan los precios a cobrar por su producción térmica teniendo en cuenta el comportamiento futuro de sus demás competidores.

La aplicación de un modelo estático para intentar caracterizar el comportamiento de las empresas generadoras en el pool eléctrico español (modelo de juegos no cooperativos de un único periodo) conduciría a obtener parámetros de conducta sesgados ya que no se estaría teniendo en consideración el efecto de ajuste dinámico (respecto al nivel de colusión implícita perfecta) del término de compatibilidad de incentivos, que es distinto de cero cuando las empresas están comprometidas en un nivel de colusión menor al perfecto.

Por tanto, este trabajo proporciona evidencia de que las cuatro principales empresas generadoras que operan en el mercado mayorista ejercen poder de mercado dinámico. En particular, las empresas generadoras están comprometidas en un cierto nivel de colusión implícita menor al que resultaría de un acuerdo colusivo de máximos beneficios, y dicho acuerdo se mantiene estable en el tiempo gracias a que las empresas modifican su comportamiento aumentando la producción respecto a la que sería la situación de monopolio. Un hecho que refuerza los resultados obtenidos es que en la tercera semana de Noviembre de 2001 la Comisión Nacional de Energía (CNE) denunció que Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa retiraron parte de su producción del mercado de forma concertada, lo que ocasionó la subida de los precios de la electricidad hasta en un 60%.

Una extensión posible de este trabajo sería un análisis de los efectos que pueda tener la integración vertical sobre los resultados del pool. En particular, la importancia que tiene el control de la curva de demanda del mercado mayorista por parte de las empresas generadoras que poseen activos en la generación y en la comercialización/distribución parece clave para entender el funcionamiento del mercado eléctrico español.

Por otra parte, dada la disponibilidad de datos para un periodo más amplio, la extensión de la muestra puede permitir estudiar el comportamiento de las empresas a lo largo del tiempo.

Bibliografía

- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994): "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience", MIT Press: Cambridge, MA.
- Borenstein, S. y Bushnell, J. (1999): "An Empirical Analysis of the Potencial for Market Power in California's Electricity Market", *Journal of Industrial Economics*, Vol. 47, N°3.
- Borenstein, S., Bushnell, J. y Knittel, C. (1999): "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", *The Energy Journal*, Vol. 20, N°4.
- Bresnahan, T. (1997): "Testing and Measurement in Competition Models", *Advances in Economics and Econometrics: Theory and Applications*, Cambridge University Press.
- Bresnahan, T. (1989): "Empirical Studies of Industries with Market Power", In R. Schmalensee y R. Willig (eds), *Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: North-Holland, Vol. 2, pp.1011-1057.
- Brock, W. y Scheinkman, J. (1985): "Price Setting Supergames with Capacity Constrains", *Review of Economics Studies*, Vol. 52, pp. 371-382.
- Busnell, J. y Saravia C. (2002): "An Empirical Assessment of the Competitiveness of the New England Electricity Market", University of California Energy Institute, CSEM WP-101.
- Ciarreta, A. y Paz, M. (2003): "Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market", Instituto Valenciano de Investigación Económica (IVIE), S.A., WP-AD 2003-22.
- Corts, K. (1998): "Conduct Parameters and the Measurement of Market Power", *Journal of Econometrics*, Vol. 88, N° 2, pp. 227-250.
- Fabra, N. (2001): "Market Power in Electricity Markets", Ph.D. Thesis, Department of Economics, European University Institute, Florence.
- Fabra, N. y Toro, J. (2002): "Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market", University of Oxford, Department of Economics, Discussion Papers Series, N° 136, ISSN 1471-0498.
- Green, E. y Porter, R. (1984): "Noncooperative Collusion Under Imperfect Price Information", *Econometrica*, Vol. 52, pp. 87-100.
- Green, R. y Newbery, D. (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*, Vol. 100, N°5, pp. 929-953.
- Green, R. (1994): "Britain's Unregulated Electricity Pool, From Deregulation to Competition: New Frontiers in electricity Markets", M. Einhorn ed. Boston, Ma: Kluwer, pp. 73-96.
- Huergo, E. (2001): "El Diagnóstico de Poder de Mercado en Economía Industrial: Una Revisión de Literatura Empírica Española del Siglo XX", *Documentos de Trabajo de la Universidad Complutense de Madrid*, FCEE, RePEc:ucm:doctr:01-12.
- Joskow, P. and Kahn, E. (2001): "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000", Working Paper 8157, NBER.
- Klemperer P. y Meyer, M. (1989): "Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty", *Econometrica*, Vol. 57, N° 6, pp. 1243-1277.

Kühn, K-U. y Machado M. (2003): "Market Power and Vertical Integration in the Spanish Market", Universidad de Michigan, CEPR y Universidad Carlos III de Madrid, Mimeo.

López Milla, J. (2003): "1998-2002: Avances y Obstáculos en la Expansión de la Competencia en el Mercado Eléctrico Español", ICE, N° 808, pp. 13-34.

Mansur, E. (2001): "Pricing Behavior in the Initial Summer of the Restructured PJM Wholesale Electricity Market", Power Working Paper PWP-083, University of California Energy Institute.

Marín, P. y García-Díaz, A. (2000): "Strategic Bidding in Electricity Pools With Short-Lived Bids: An Application to the Spanish Market", Centre for Economic Policy Research, Industrial Organization, Discussion Paper Series, N° 2567.

Mount, T. (2001): "Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity", Decision Support Systems, Vol. 30, N° 3, pp. 311-325.

Nevo, A. (2001): "Measuring Market Power in the Ready-to-Eat Cereal Industry", Econometrica, Vol.69, N° 2, pp. 307-304.

Ocaña, C. y Romero, A. (1998): "A Simulation of the Spanish Pool", CNSE Working Paper.

Puller, S. (2002): "Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market", University of California Energy Institute, POWER Working Paper, PWP-080.

Rotemberg, J. y Saloner, G. (1986): "A Supergame-Theoretic Model of Price Wars during Booms", American Economic Review, Vol. 76, N° 3, pp. 390-407.

Sweeting, A. (2001): "Market Outcomes and Generator Behaviour in the England and Wales Wholesale Electricity Market", 1995-2000, Mimeo, MIT.

Von Der Ferh, N-H. y Harbord, D. (1993): "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry", Economic Journal, Vol. 103, N° 418, pp. 531-546.

Wolak, F. y Patrick, R. (1997): "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market", University of California Energy Institute, POWER Working Paper PWP-047.

Wolak, F. (2000): "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market", Mimeo, Stanford University, 2000.

Wolak, F. (2001): "Identification and Estimation of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets", Mimeo, Stanford University.

Wolfram, C. (1999): "Measuring Duopoly Power in the British Spot Market", American Economic Review, Vol. 89, pp. 805-826.

Tabla 1.- Medias de las cuotas de mercado térmicas* y parámetros de conducta de las empresas bajo el supuesto de colusión implícita perfecta

Empresa	$s_i\%$	$\theta_i = 1/s_i$
Endesa	56,8	1,76
Iberdrola	13,2	7,57
Hidrocantábrico	13	7,69
Unión Fenosa	17	5,89

* Calculadas con producción media de la muestra

Tabla 2.- Parámetros de conducta para los días laborables: por empresa (Desde 09:00 hasta las 24:00 horas)

Empresa	$\hat{\theta}$	σ	t
Endesa	0,91	0,01	62,53
Iberdrola	4,94	0,07	66,58
Hidrocantábrico	5,05	0,08	64,35
Unión Fenosa	3,09	0,05	66,1

Tabla 3.- Parámetros de conducta para los días laborables: por empresa, periodo y hora**

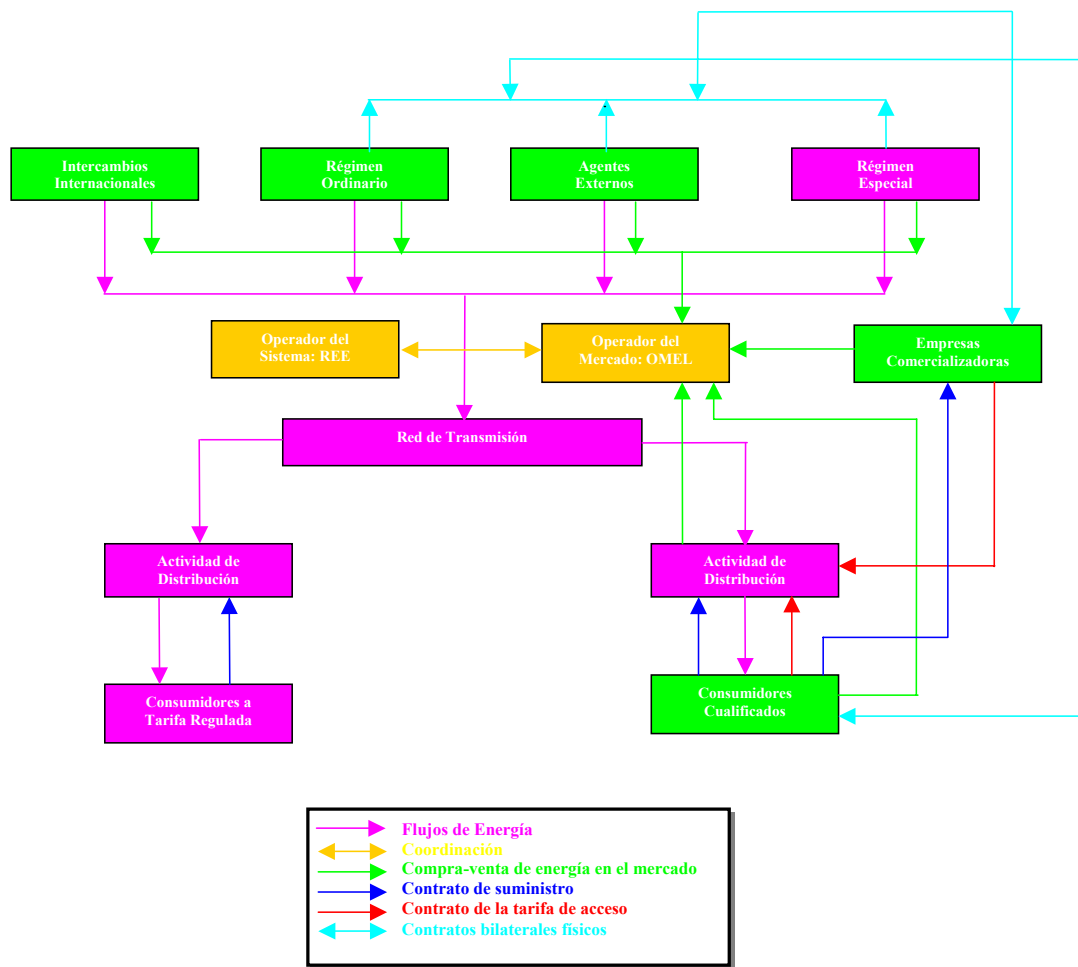
Empresa	Periodo	Hora	$\hat{\theta}$	σ	t
Endesa	1	---	1,1	0,07	15,65
	1 y 2	---	1,02	0,04	25,28
	---	20	1,04	0,07	15,49
Iberdrola	1	---	4,08	0,31	13,22
	1 y 2	---	3,89	0,17	23,02
	---	20	5,25	0,41	12,87
Hidrocantábrico	1	---	6,22	0,36	17,23
	1 y 2	---	5,82	0,21	28,15
	---	20	5,62	0,38	14,76
Unión Fenosa	1	---	3,89	0,24	16,12
	1 y 2	---	3,66	0,14	25,89
	---	20	3,48	0,23	14,98

** Véase nota 22 para obtener detalles sobre la definición de los periodos y horas.

Tabla 4.- Parámetros de conducta para los días laborales: por empresa y por mes (Desde 09:00 hasta 24:00 horas)

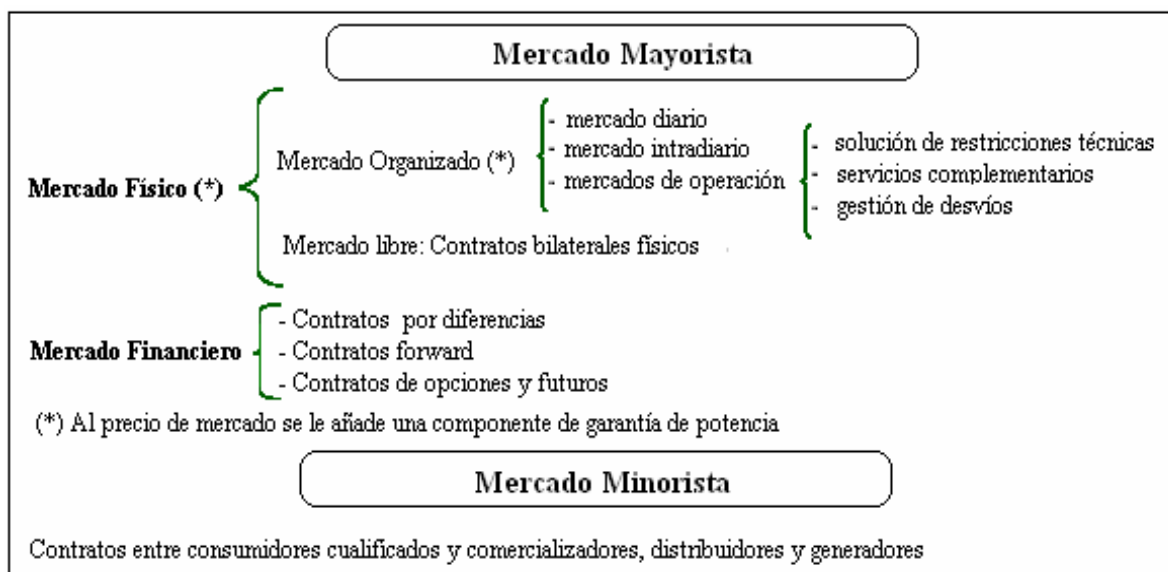
Empresa	Endesa			Iberdrola			Hidrocarbónico			Unión Fenosa		
	θ	σ	t	θ	σ	t	θ	σ	t	θ	σ	t
Mayo	0.93	0.06	15,47	11,82	0.33	36,00	3,82	0.13	28,59	2,28	0.08	28,42
Junio	0.94	0.02	47,55	7,17	0.19	38,13	4,95	0.11	46,38	2,86	0.08	38,09
Julio	0.89	0.02	36,43	6,30	0.20	31,42	4,89	0.16	30,58	3,02	0.06	48,02
Agosto	0.44	0.03	13,12	5,20	0.16	32,02	3,05	0.17	18,11	1,75	0.12	14,50
Septiembre	0.82	0.02	42,21	6,19	0.18	34,10	4,72	0.11	44,72	2,44	0.04	64,89
Octubre	0.94	0.02	44,31	5,21	0.18	28,54	6,12	0.17	35,78	2,80	0.05	56,84
Noviembre	1.08	0.08	12,91	6,18	0.34	18,13	6,20	0.42	14,69	3,13	0.07	42,66
Diciembre	0.95	0.04	26,46	3,47	0.13	26,63	5,32	0.18	28,88	3,60	0.13	27,85

Figura 1.- El sector eléctrico español



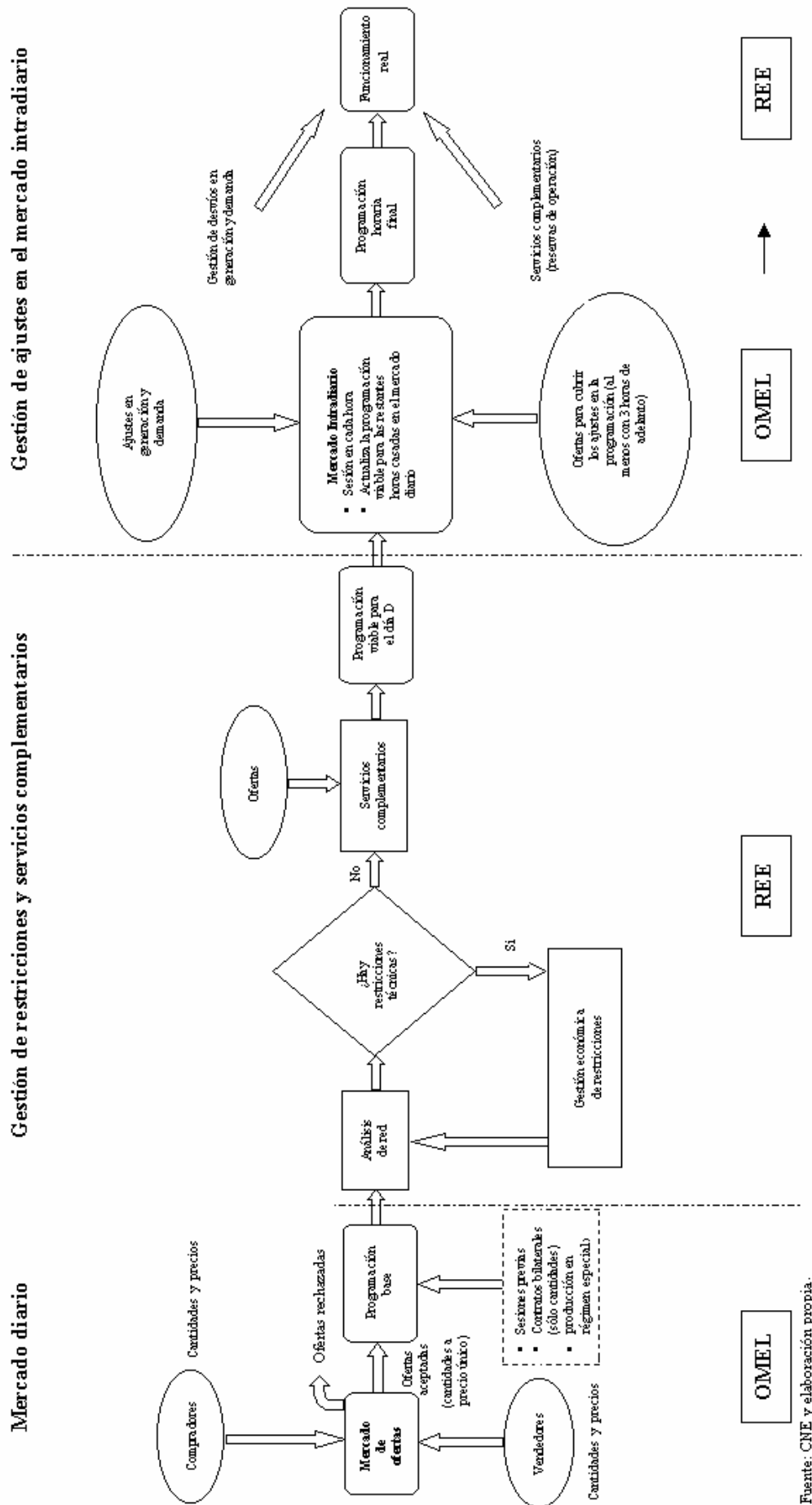
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y elaboración propia.

Figura 2.- El mercado eléctrico español



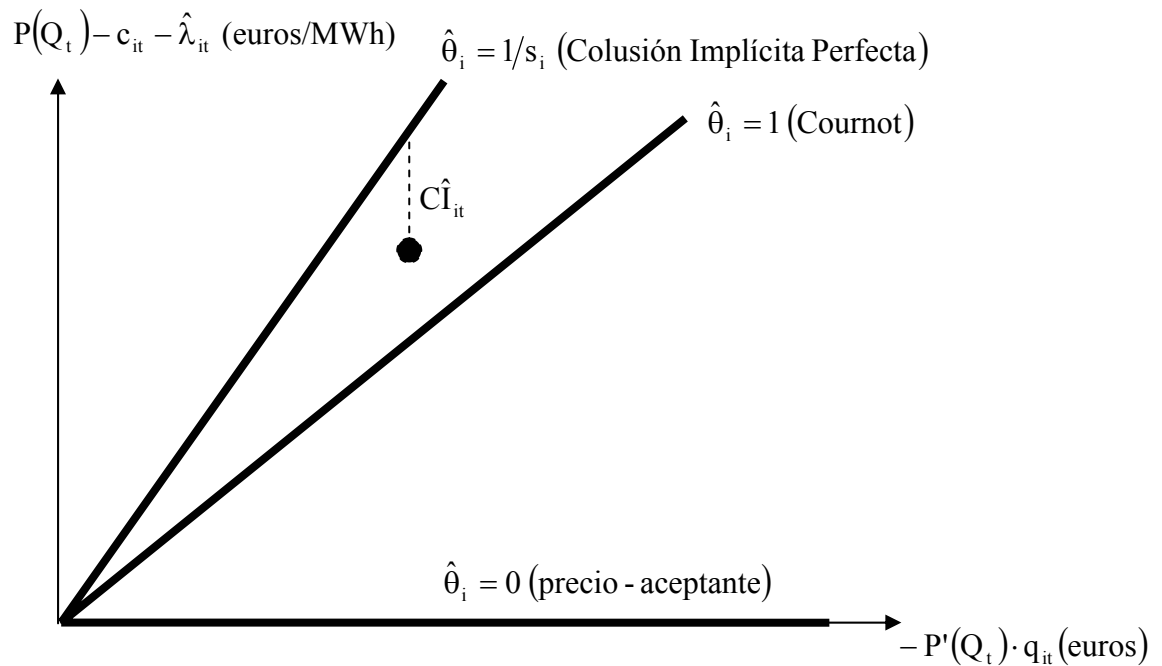
Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) y elaboración propia.

Figura 3.- El mercado físico de generación de electricidad en España



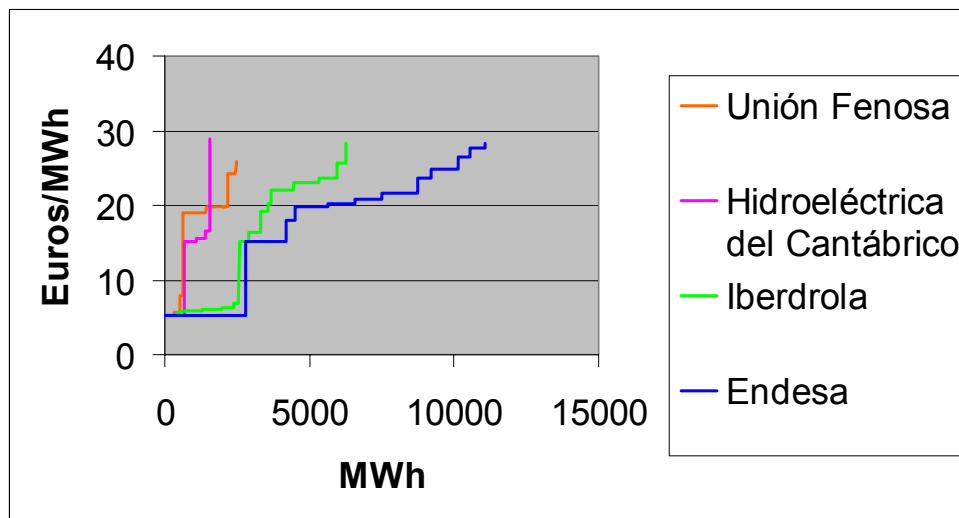
Fuente: CNE y elaboración propia.

Figura 4.- Relaciones de oferta de las empresas generadoras: sin poder de mercado estático, con poder de mercado estático, y con poder de mercado dinámico



$$\hat{C}\hat{I}_{it} = \frac{\mu_{it}^*}{1 + \mu_{it}^*} \cdot \frac{d\pi_i^{mr}}{dq_{it}}$$
 es el ajuste desde la colusión tácita perfecta respecto a la restricción de compatibilidad de incentivos. Las variables con sombrero son estimables y el resto de variables son observables. El valor de λ_{it} se ha supuesto nulo ya que durante todo el periodo muestral se ha observado que ninguna empresa opera a plena capacidad.

Figura 5.- Estructura de costes del parque de generación térmica español (1997)



Fuente: Marín y García-Díaz (2000) y elaboración propia.

Figura 6.- Producción térmica horaria de Endesa en el mercado diario

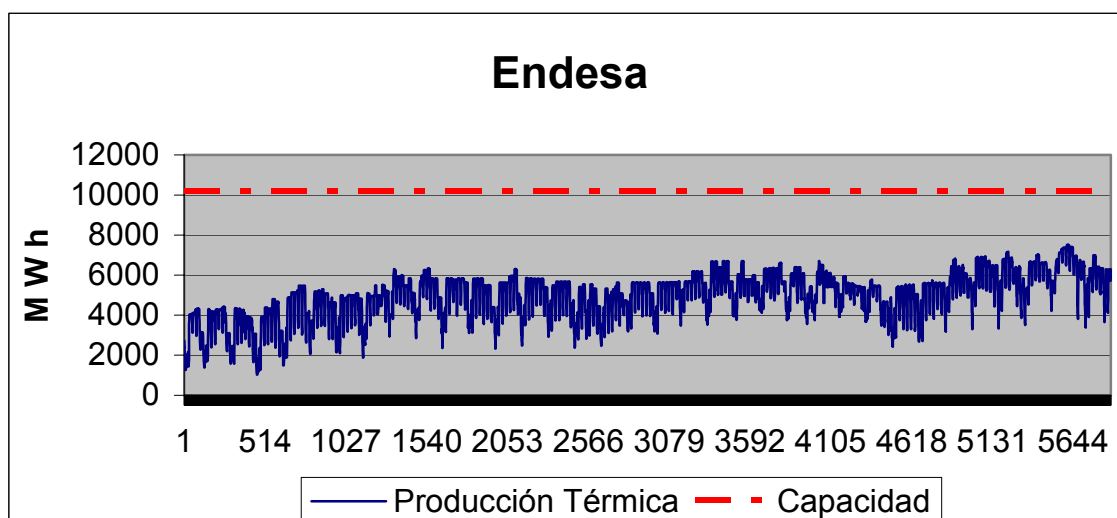


Figura 7.- Producción térmica horaria de Iberdrola en el mercado diario

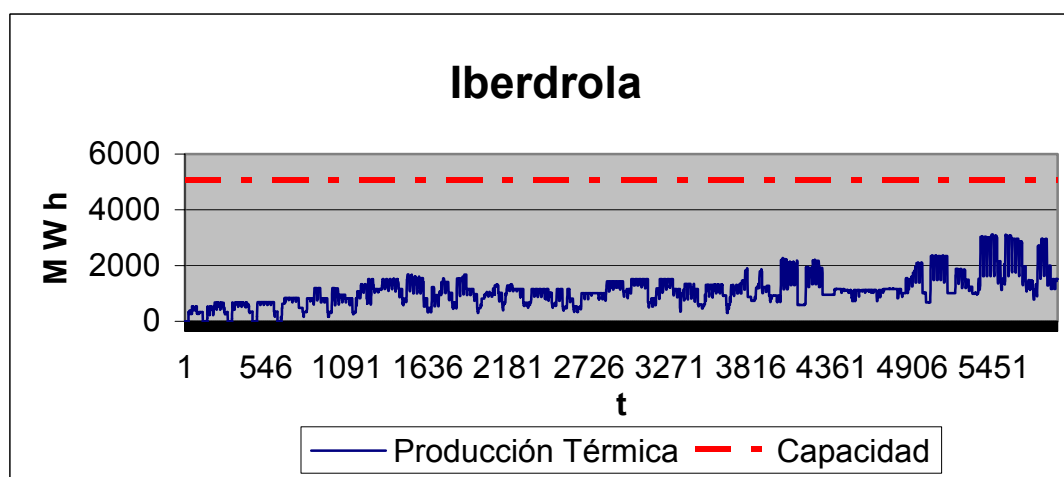


Figura 8.- Producción térmica horaria de Hidroeléctrica del Cantábrico en el mercado diario

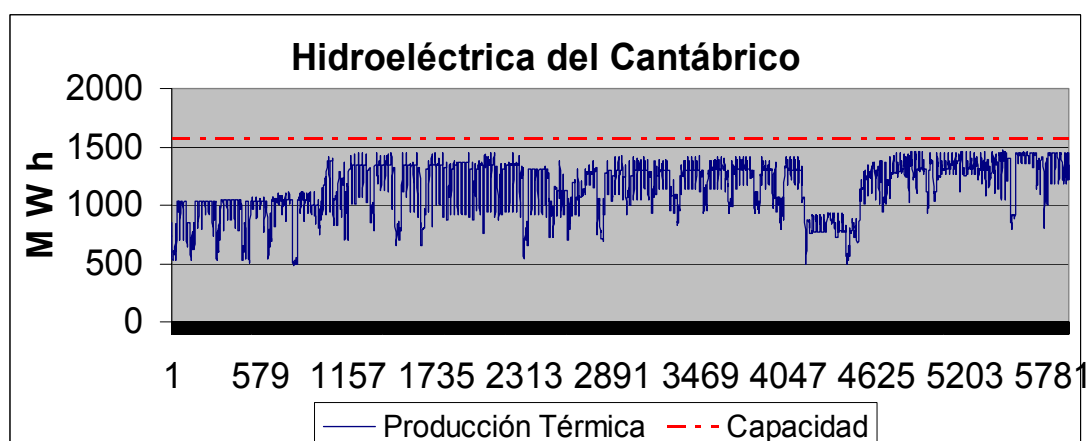


Figura 9.- Producción térmica horaria de Unión Fenosa en el mercado diario

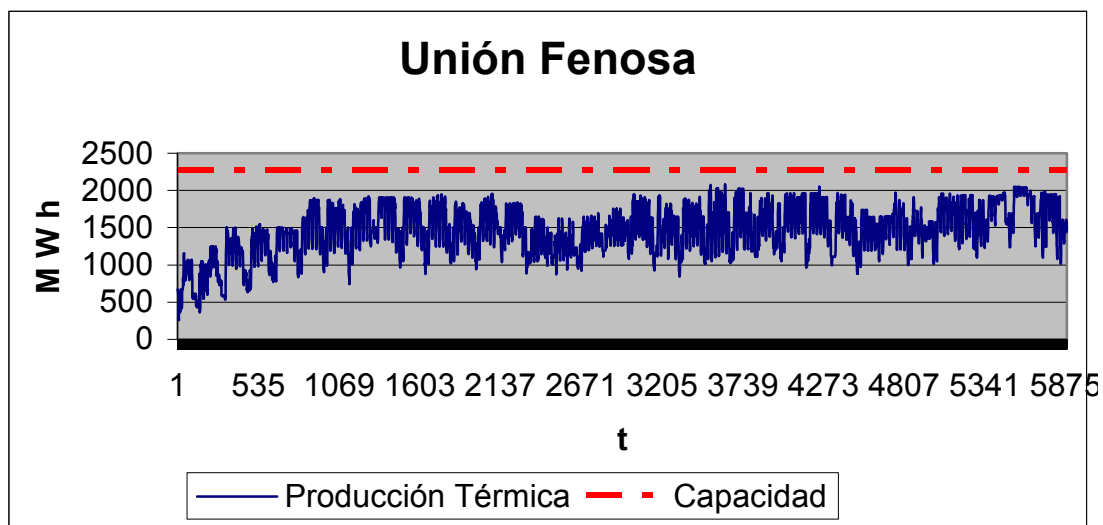


Figura 10.- Evolución de las medias mensuales de los precios horarios y de la producción horaria total en el mercado diario

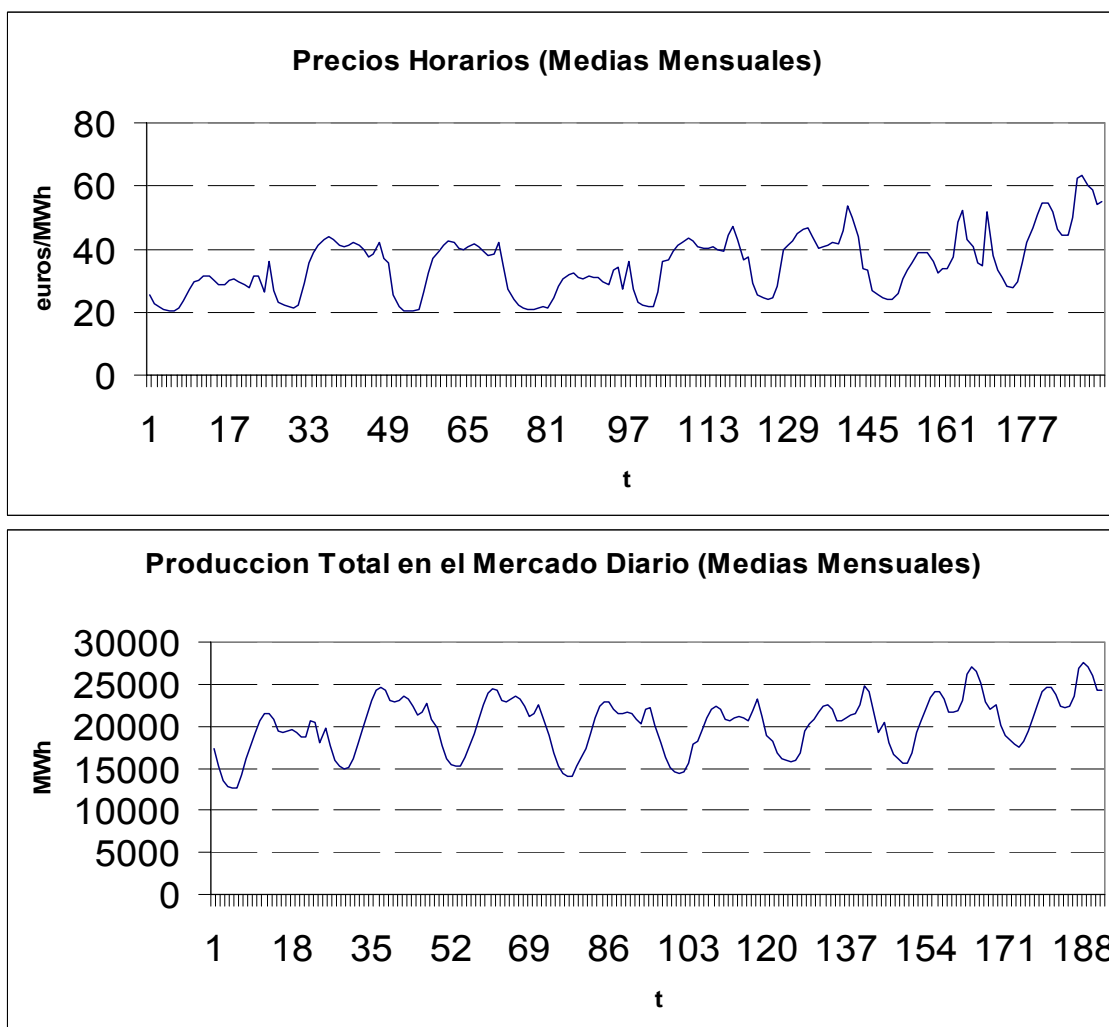
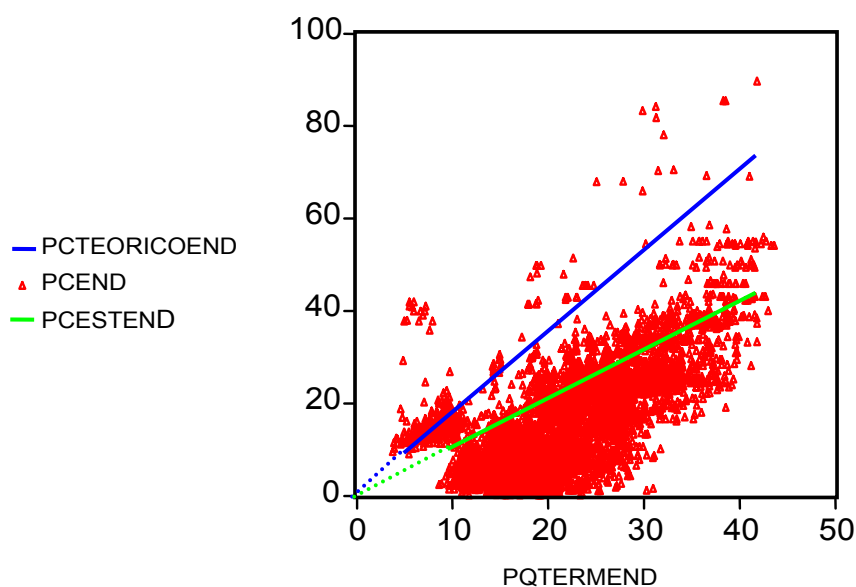


Figura 11.- Modelo de conducta de Endesa para los días laborables (hora 20)



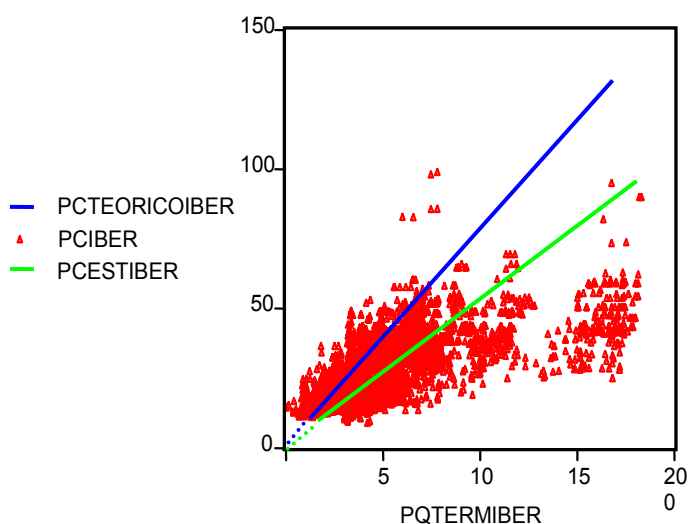
PCTEORICOEND: Márgen Precio-Coste Teórico (bajo colusión tácita perfecta: $\theta = 1,76$)

PCEND: Márgen Precio-Coste Real

PCESTEND: Márgen Precio-Coste Estimado (θ estimado = 1,04)

PQTERMEND: Efecto del Incremento de 1MWh Sobre los Ingresos de la Empresa

Figura 12.- Modelo de conducta de Iberdrola para los días laborables (hora 20)



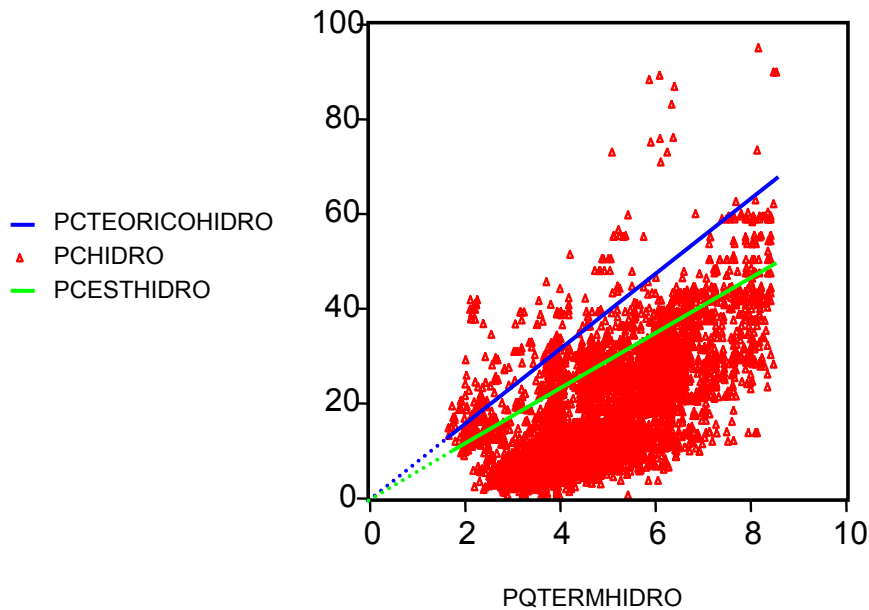
PCTEORICOIBER: Márgen Precio-Coste Teórico (bajo colusión tácita perfecta: $\theta = 7,57$)

PCIBER: Márgen Precio-Coste Real

PCESTIBER: Márgen Precio-Coste Estimado (θ estimado = 5,25)

PQTERMIBER: Efecto del Incremento de 1MWh Sobre los Ingresos de la Empresa

Figura 13.- Modelo de conducta de Hidroeléctrica del Cantábrico para los días laborables (hora 20)



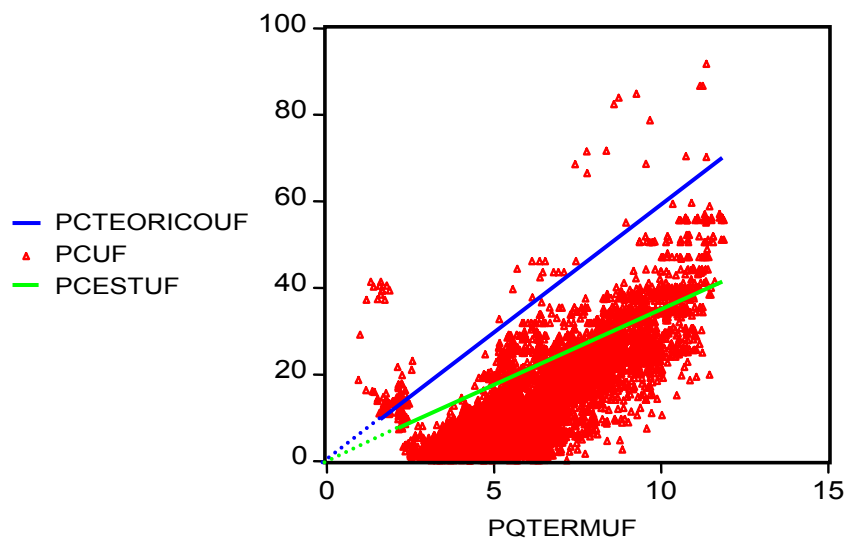
PCTEORICOHIDRO: Márgen Precio-Coste Teórico (bajo colusión tácita perfecta: $\theta = 7,68$)

PCHIDRO: Márgen Precio-Coste Real

PCESTHIDRO: Márgen Precio-Coste Estimado (θ estimado = 5,62)

PQTERMHIDRO: Efecto del Incremento de 1MWh Sobre los Ingresos de la Empresa

Figura 14.- Modelo de conducta de Unión Fenosa para los días laborables (hora 20)



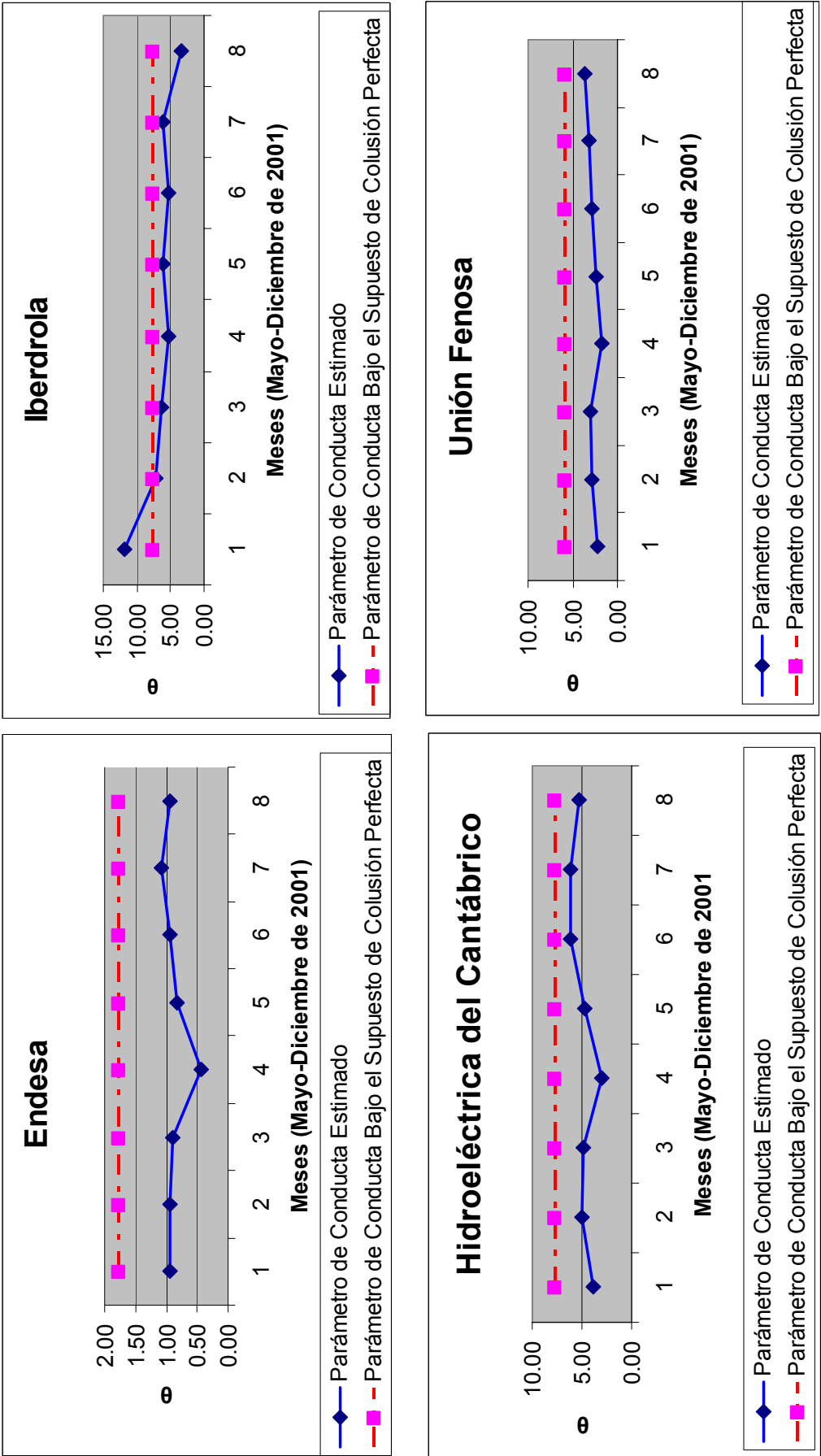
PCTEORICOUF: Márgen Precio-Coste Teórico (bajo colusión tácita perfecta: $\theta = 5,89$)

PCUF: Márgen Precio-Coste Real

PCESTUF: Márgen Precio-Coste Estimado (θ estimado = 3,48)

PQTERMUF: Efecto del Incremento de 1MWh Sobre los Ingresos de la Empresa

Figura 15.- Parámetros de conducta teóricos (bajo colusión implícita perfecta) y estimados



Notas:

¹ En España se puede razonablemente argumentar que la demanda final de electricidad es muy inelástica al precio del mercado eléctrico mayorista debido a que la gran mayoría de los consumidores (los consumidores abastecidos por sus distribuidores locales) pagan tarifas fijas independientemente de las oscilaciones del precio horario del mercado mayorista. Por otro lado, aunque el resto de consumidores (los que pueden elegir su suministrador de electricidad) pueden participar como compradores en el mercado mayorista, ésta representa una muy pequeña cuota de mercado de la demanda total.

² Hasta el 31/12/2002 se denominaba *consumidores cualificados* a aquellos cuyo suministro se realizaba en alta tensión (1KV), y que podían elegir a su suministrador de electricidad. En el presente trabajo se mantendrá esta distinción aún cuando a partir de 2003 todos los consumidores de electricidad han adquirido la denominación de cualificados.

³ Las cantidades entre paréntesis corresponden a las cuotas de producción de las unidades de generación de los agentes después del programa base de casación del mes de Julio de 2003. La producción total de energía eléctrica horaria presentada por el operador del mercado español (OMEL) ascendió a 18 millones MWh. Las cuotas de producción total de Endesa corresponden a Endesa Generación y Endesa Ciclos Combinados.

⁴ Los *contratos bilaterales* son contratos de suministro de electricidad entre un consumidor cualificado o un agente externo y un generador o un agente externo, mediante el cual el vendedor se compromete a suministrar al comprador determinada cantidad de energía a un precio pactado entre ambos. Existen dos tipos de contratos: los físicos y los financieros.

⁵ Los *servicios complementarios* son servicios que se brindan para asegurar el suministro eléctrico en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y confiabilidad requeridas en tiempo real.

⁶ Los *autoproductores* son empresas de otras ramas de la industria que poseen unidades de generación para cubrir sus propios requerimientos energéticos.

⁷ El *régimen especial* está constituido por empresas propietarias de instalaciones de potencia menor o igual a 50MW que generan electricidad mediante fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. La energía generada bajo este régimen ha de ser integrada obligatoriamente a la red sin necesidad de pasar por el sistema de pujas competitivas del pool, aunque las empresas que constituyen dicho régimen si lo desearan podrían hacerlo.

⁸ Las *pujas* (ofertas) de venta de energía pueden ser simples o complejas. En las pujas simples sólo se requiere el precio y la cantidad de energía ofertada, mientras que en las pujas complejas adicionalmente se requieren condiciones tales como indivisibilidad, gradiente de carga, ingreso mínimo y corte programado.

⁹ El *precio marginal del sistema* (que resulta del Programa Base de Casación) representa el 55% de lo que paga en su factura un consumidor medio.

¹⁰ Los problemas de *restricciones técnicas*, específicamente la congestión en la red de transmisión, son resueltos por el operador de la red (REE). Cuando REE pide a un generador incrementar su producción debido a la existencia de congestión en la red de alta tensión, el generador recibe por su producción adicional su precio ofertado. Sin embargo, cuando REE pide a un generador reducir su producción debido a la existencia de restricciones en el sistema de transmisión, se cancelan sus ventas en el mercado diario y no recibe compensación alguna.

¹¹ La *garantía de potencia* es la retribución por capacidad que se le hace a los generadores por estar en funcionamiento al menos 400 horas, y que tiene por objetivo incentivar la construcción y la disponibilidad de plantas de generación en el sistema eléctrico y de esta forma conseguir un adecuado nivel de garantía del suministro. Todos los generadores que han estado disponibles en el mercado diario en determinado periodo (hora) reciben un pago por capacidad independientemente de si fueron realmente despachadas o no por el operador del mercado. Los consumidores son los que pagan el coste de las retribuciones por capacidad mediante un cargo adicional por KWh consumido. Los consumidores que han abandonado la tarifa regulada (que han dejado a su suministrador local y que han elegido un nuevo suministrador) pagan un cargo menor que los consumidores que son suministrados por sus distribuidores locales a tarifa regulada.

¹² Se denominan *costes varados* a aquellos costes de inversión que realizaron las empresas eléctricas bajo el antiguo sistema centralizado de planificación de capacidad (regido por la normativa del Marco Legal y Estable), y en el que se les garantizaba la recuperación de sus inversiones, de sus costes de operación, estructura, mantenimiento y combustible, así como también la retribución de sus capitales invertidos. Estos costes se calcularon como la diferencia del valor actual neto de los ingresos que las empresas habrían recibido bajo el

antiguo Marco Legal y Estable y las rentas esperadas actualizadas que dichas empresas obtendrían en el régimen de mercado suponiendo que el precio competitivo del mercado sería de 3,606 céntimos de euro por kWh. A esta diferencia se le aplicó un factor de eficiencia del 32,5%, lineal para todas las empresas eléctricas. Los CTC's se repartirán entre las empresas eléctricas de acuerdo a una cuota preestablecida. Para mas detalles véase: Fabra y Toro (2002), y López (2003).

¹³ En Fabra (2001) se ofrece una completa revisión de los distintos métodos teóricos y empíricos que se han desarrollado sobre el ejercicio de poder de mercado en los mercados mayoristas de generación eléctrica en el ámbito internacional.

¹⁴ La *demanda residual* que encara determinada empresa mide el grado de sensibilidad de sus ventas ante cambios en sus precios, teniendo en cuenta las respuestas de la demanda de los compradores y las respuestas de las ofertas de sus rivales. En este tipo de análisis, el poder de mercado de las empresas se mide por el nivel hasta el cual pueden incrementar rentablemente sus precios (sin perder ventas) por encima de los niveles competitivos.

¹⁵ Bushnell y Saravia (2002) utilizan una versión del índice de Lerner ponderada por la cantidad (demanda). Este índice pondera los márgenes precio-coste relativos al precio sobre T periodos de tiempo de acuerdo a la demanda del mercado: $QLI(T) = \frac{\sum_{t=1}^T (p_t - MC_t) q_t}{\sum_{t=1}^T p_t q_t}$. Donde p_t representa las diversas medidas adoptadas del precio observado en el mercado, MC_t el coste marginal (referencia competitiva), y q_t la cantidad demandada.

¹⁶ El *modelo de la función de oferta* fue propuesto inicialmente por Klemperer y Meyer (1989), quienes argumentan que las empresas que operan en una estructura de mercado oligopolística bajo una demanda incierta prefieren establecer funciones de oferta antes que competir en precios o en cantidades. Dado un comportamiento hipotético de las empresas rivales (las cuales compiten en cantidades o en precios) y bajo demanda incierta, la demanda residual que encara cada empresa generadora es incierta, por lo que cada generador tiene un grupo de pares precio-cantidad (uno correspondiente a cada realización de la demanda residual) que maximiza sus beneficios. Por tanto, si las empresas deciden sus estrategias con antelación a la realización de la demanda, entonces les resulta mejor especificar una curva de oferta completa antes que un simple precio o cantidad. Green y Newbery (1992) modelizaron el mercado eléctrico británico modificando ligeramente el modelo de Klemperer y Meyer, definiendo la demanda como una función del precio y del tiempo en lugar de definirla como una función del precio y de una variable aleatoria con densidad estrictamente positiva tal como lo hicieran Klemperer y Meyer. Específicamente, Green y Newbery asumieron que los generadores presentaban en el pool funciones de oferta continuamente diferenciables en vez de funciones escalonadas discretas (tal como lo hicieran Von Der Ferh y Harbord, 1993), y que el equilibrio del mercado era un equilibrio estático (de un único periodo) de la función de oferta. Como en Klemperer y Meyer (1989), el equilibrio se encuentra entre el equilibrio de Bertrand y el equilibrio de Cournot.

¹⁷ Borenstein y Busnell (1999) simulan el mercado eléctrico californiano utilizando como modelo base el modelo de Cournot para medir el poder de mercado en el mismo.

¹⁸ En Ocaña y Romero (1998) se considera que la empresa Hidroeléctrica del Cantábrico es precio aceptante y que la simulación de los precios del mercado mayorista es anterior a la fusión que se produjo en 1996 entre Endesa, Sevillana y FECSA. Estos autores concluyen que tras la fusión se ha incrementado el ejercicio de poder de mercado.

¹⁹ La *referencia competitiva* que emplean estos investigadores es una situación en la que el precio de equilibrio se determina haciendo el supuesto que cada planta opera independientemente en el mercado diario de electricidad. La referencia competitiva es el precio que se determinaría en la estructura de mercado con mínima concentración, dada la existencia de un número específico de plantas ya instaladas y que no hay entrada en el pool. Dado que el número de plantas ya instaladas no es infinito, cada planta pujará arriba de su coste marginal. Sin embargo, se demuestra que si el número de plantas es alto (como suele ocurrir en los mercados eléctricos), cada planta presentará en el mercado diario de electricidad una función de oferta cercana a su función de coste marginal.

²⁰ Para más detalles, ver Huergo (2001).

²¹ En este modelo, la guerra de precios se utiliza como un recurso que permite a las empresas evitar los desvíos de los acuerdos colusivos aún cuando éstas no puedan distinguir si la caída en el precio se ha generado por la reducción secreta del precio o por un impacto negativo en la demanda.

²² Aunque en nuestro periodo muestral no se ha observado que las empresas estén operando a plena capacidad, en el modelo estático se ha introducido restricciones de capacidad con el propósito de hacer notar que

si las empresas presentan tales restricciones, podrían observarse márgenes precio-coste positivos que no se deberían al ejercicio de poder de mercado sino a las rentas por escasez de capacidad.

²³ Siguiendo la clasificación que REE utiliza para el cálculo de la garantía de potencia y otras tarifas, nuestra muestra (Mayo-Diciembre de 2001) es dividida en tres categorías:

Demanda pico: desde las 16:00 hasta las 22:00 horas (de lunes a viernes) en Noviembre, Diciembre: (periodos 1 y 2). Desde las 10:00 hasta las 15:00 horas (de lunes a viernes) en Julio y Octubre: (periodo 3).

Demanda valle 1: Desde las 00:00 hasta las 08:00 horas (de lunes a domingo, incluyendo días festivos) desde Mayo a Diciembre: (periodo 6). Desde las 09:00 hasta las 24 horas (sábados, domingos y festivos) desde Mayo a Diciembre: (periodo 6).

Demanda valle 2: Desde las 16:00 hasta las 24:00 horas (de lunes a viernes) en Julio y Octubre: (periodo 4). Desde las 9:00 hasta las 24:00 horas (de lunes a viernes) en Mayo, Junio y Septiembre: (periodo 5).

REE asigna a cada periodo (desde 1 hasta 6) un valor a la energía (céntimos de euro/KWh) que consumen los clientes, dependiendo de la hora y el mes, y que servirá para calcular la garantía de potencia. El periodo 1 es el que tiene asignado un valor mayor de la energía, debido a que la demanda de energía es mayor, y el periodo de menor valor es el 6.