

**Rivalidad y competencia
en los mercados de energía
en España**

Miguel A. Lasheras

Documento de trabajo 76/2005



Miguel A. Lasheras

Miguel A. Lasheras es Presidente de InterMoney Energía, SA, desde el año 2000. Fue Vocal del Consejo de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico durante cinco años desde 1995 a 2000; Director del Área de economía en el Gabinete del Presidente de Gobierno y, previamente, Director del Instituto de Estudios Fiscales desde 1989 hasta 1993. Realizó un Máster en Public Administration por la Universidad de Harvard.

Es Inspector de Finanzas por la Escuela de Hacienda Pública del Ministerio de Hacienda de España y Licenciado en Economía por la Universidad Complutense de Madrid. Ha publicado distintos artículos en revistas especializadas sobre temas de economía pública, finanzas y regulación industrial. Es autor del libro *La Regulación Económica de los Servicios Públicos*, publicado por Ariel Economía en el año 2000.

Ninguna parte ni la totalidad de este documento puede ser reproducida, grabada o transmitida en forma alguna ni por cualquier procedimiento, ya sea electrónico, mecánico, reprográfico, magnético o cualquier otro, sin autorización previa y por escrito de la Fundación Alternativas

© Fundación Alternativas

© Miguel A. Lasheras

ISBN: 84-96204-76-6

Depósito Legal: M-48014-2005

Contenido

Resumen ejecutivo	5
1 Estructura y economía industrial	7
1.1 Introducción	7
1.2 Estructura y comportamiento	8
1.3 El poder de mercado	10
1.4 Indicadores de poder de mercado	12
2 Estructura y política regulatoria	17
2.1 Estructura y regulación en Europa	17
2.2 Estructura y regulación en España	20
2.3 Mercados relevantes en electricidad y gas natural	23
3 Situación actual en los mercados de electricidad y gas natural en España	25
3.1 Herencias de una regulación a base de costes	25
3.2 Falta de evidencia de ejercicio de poder de mercado	26
3.3 Mayor rivalidad	29
3.4 Expectativas desde los mercados de capitales	30
3.5 Estabilidad y movimientos accionariales	32
4 Criterios generales para mejorar la competencia en mercados oligopolistas	34
4.1 Asimetría y rivalidad	34
4.2 Atacabilidad	38
4.3 Transparencia y visibilidad	39
5 Medidas regulatorias y otras soluciones para aumentar la competencia	42
5.1 Tres mejor que dos..., pero ¿peor que cuatro?	42
5.2 Subastas de capacidad virtual	44
5.3 Mercados de capacidad y seguridad de suministro	45
5.4 Barreras de entrada relacionadas con la información	49
5.5 Mercados de contado y de servicios complementarios	50
5.6 Separación de riesgos entre negocios regulados y negocios en competencia	50
6 Conclusiones: resumen de posibles medidas para conseguir mayor rivalidad en una estructura oligopolística	53
Anexo	56
Índice de tablas y gráficos	68
Bibliografía	70

Siglas y abreviaturas

BSCH	Banco Santander Central Hispano
CCGTs	Ciclos combinados con turbina de gas
CNE	Comisión Nacional de la Energía
CSE	Comisión del Sistema Eléctrico
CTCs	Costes de Transición a la Competencia
EdP	Eletricidade de Portugal
Endesa	Empresa Nacional de Electricidad, SA
EE UU	Estados Unidos
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GdP	Gas de Portugal
GN	Gas Natural, Sociedad de Gas
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	Gigavatios hora
HC	Hidrocarburo
HHI	Índice de Hirschmann-Herfindhal
kWh	Kilovatios hora
LH	Ley de Hidrocarburos
LOSEN	Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
LB	Libro Blanco
LSE	Ley del Sistema Eléctrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MWh	Megavatios hora
NERC	National Energy Reliability Council
NOIE	Nueva Organización Industrial Empírica
OPA	Oferta pública de acciones
OS	Operador del sistema
PJM	Pennsylvania, Jersey, Maryland. Uno de los primeros mercados organizados de electricidad en EE UU
REE	Red Eléctrica de España
RSI	Residual Supply Index
SDG	Sociedad de Gas
SMA	<i>Supply Margin Assesment</i>
TDC	Tribunal de Defensa de la Competencia
UEF	Unión Eléctrica Fenosa
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Rivalidad y competencia en los mercados de energía en España*

Miguel A. Lasheras

Presidente de InterMoney Energía SA

Este trabajo describe las medidas regulatorias y las soluciones que permitirán reforzar la rivalidad y la competencia en los mercados de gas natural y energía eléctrica en España, incluso manteniendo una estructura oligopolista.

El primer capítulo contiene una descripción de las principales aportaciones de la economía industrial al análisis de la relación entre estructura de un mercado y comportamiento de las empresas que configuran su oferta. El segundo describe las políticas regulatorias recientes, tanto en la Unión Europea como en España, y las consecuencias de las mismas en lo referente a la estructura y política de defensa de la competencia en los mercados de electricidad y gas natural. El capítulo tercero aborda las características actuales de rivalidad y competencia de estos mercados. El cuarto revisa los criterios generales que pueden mejorar el nivel de rivalidad en mercados de energía con estructuras concentradas. El quinto capítulo desarrolla un conjunto de medidas de carácter regulatorio y otras soluciones para promover la competencia efectiva de los mercados. Y el último capítulo resume las principales conclusiones y medidas propuestas. En concreto, entre las más importantes dirigidas a reforzar la rivalidad de nuestro mercado eléctrico sin necesidad de alterar radicalmente su estructura sectorial, se encuentran las siguientes:

- Eliminar toda barrera de entrada en la comercialización, en la tramitación administrativa de centrales de generación, en el acceso a fuentes de información de distribuidores por parte de comercializadores y en el acceso a las fuentes de suministro de gas natural heredadas de la explotación de la electricidad y el gas como monopolios.

* Agradezco los comentarios de Julio Segura, José Salmerón, Milagros Avedillo y un evaluador anónimo, así como los cambios de edición sugeridos por Luis Gutiérrez. Pese a ser habitual, no resulta innecesario insistir en que los posibles errores son de la completa responsabilidad del autor.

- Fomentar la asimetría inicial en las tecnologías de generación y en los plazos y contratos de fuentes de suministro. Esta asimetría dificulta la formación de coaliciones implícitas para disminuir la rivalidad.
- Fomentar la asimetría inicial en las posiciones netas (largas, cortas o equilibradas) en los mercados mayoristas de electricidad. Esta asimetría es la única posibilidad de inyectar liquidez en los mercados a plazo.
- Individualizar en los suministradores la obligación de suministro con un coeficiente de seguridad superior al 100%. El exceso de capacidad instalada en los picos de la demanda incrementará la rivalidad de los mercados mayoristas.
- Una metodología de tarifas que no perjudique la aditividad de los contratos a mercado respecto a las tarifas integrales. En el caso contrario, la comercialización como actividad libre desaparecerá en beneficio de los suministradores a tarifa integral.
- Una regulación del seguimiento *a posteriori* del posible abuso de posición dominante y medidas inmediatas para su corrección. Tanto las comisiones sectoriales como los órganos de defensa de la competencia deben tener procedimientos tasados para realizar este seguimiento.
- Regular los derechos de propiedad y el uso del almacenamiento de gas natural, de manera que se incentive la construcción y explotación de almacenes. Sin almacenes, la seguridad de suministro obligará a soluciones distintas a los mercados y, por tanto, desconectadas de los mercados internacionales.

1. Estructura y economía industrial

1.1 Introducción

La Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN) crea en 1995 la Comisión del Sistema Eléctrico (CSE) como un organismo regulador independiente. En 1998 comenzó a funcionar el mercado mayorista de la electricidad en España como consecuencia de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE). En este mismo año, la Ley 34/1998 de Hidrocarburos (LH), extendió al gas natural la libertad de los consumidores para la elección de suministrador. La LOSEN, la LSE y la LH marcaron el comienzo en España de un proceso de cambios legales orientado a introducir competencia en los mercados de electricidad y gas natural, reforzar la seguridad de suministro y aumentar la participación de las energías limpias o renovables en el “mix” de generación. Con estas Leyes se inició en España una regulación de la electricidad y del gas natural, dando un giro radical a los fundamentos sobre los que se había operado durante los años ochenta y primera mitad de los noventa mediante inversiones planificadas y retribuciones a las empresas a base de los costes reconocidos.

Los resultados, tanto en términos de competencia como de seguridad de suministro, han sido desiguales después de más de diez años. La regulación ha sido prolija en normas, pero casi no han aparecido nuevos entrantes. Los mercados siguen sin tener suficiente contestabilidad o atacabilidad. Los costes de entrada y los necesarios para conseguir una cuota de mercado “visible” son aún elevados. La incertidumbre a la que se someten las nuevas inversiones, desde el propio mundo de la regulación, parece excesiva para garantizar la seguridad de suministro.

Desde que el Gobierno anunciara en 2004 la elaboración de un Libro Blanco¹ (LB) sobre la reforma en los mercados mayoristas de la electricidad y, más aún, desde su publicación en julio de 2005, se ha abierto un período de reflexión sobre los actuales modelos de

¹ Pérez Arriaga (2005). El Libro Blanco (2005) aborda un análisis completo de los mercados mayoristas de energía eléctrica que sobrepasa, con creces, los objetivos planteados en este trabajo. Bien es cierto que tanto el LB como este trabajo analizan los efectos de la estructura sobre el comportamiento de los agentes. Las posibles soluciones que se elaboran, no obstante, resultan diferentes. Este trabajo describe alternativas para mejorar la rivalidad de los mercados oligopolísticos manteniendo inalterados los derechos de propiedad y la composición de la cartera de largo plazo de cada empresa. Los contratos regulados virtuales que propone el LB apuntan en una dirección diferente, al necesitar una intervención regulatoria sobre los derechos de propiedad e imponer cantidades, precios y plazos a transacciones o ventas de generación.

mercado y sobre la política regulatoria en los próximos años. Además, el anuncio en septiembre de 2005 de una OPA de Gas Natural sobre Empresa Nacional de Electricidad, SA (Endesa), declarada hostil por el Consejo de esta última, añade al debate regulatorio propiciado por el LB los temas de competencia y regulación relacionados con el proceso de autorización de la OPA. En este sentido, una reflexión imprescindible es la que relaciona la estructura del mercado con el comportamiento de los agentes, buscando extraer conclusiones que resulten válidas para la política regulatoria.

Este trabajo aborda una reflexión sobre las posibilidades de mejorar en la defensa de la competencia y la rivalidad a partir de estructuras de mercado oligopolísticas o concentradas como las que durante los últimos años hemos tenido en los mercados españoles de gas y electricidad.

1.2 Estructura y comportamiento

En economía industrial, siguiendo modelos de comportamiento racional, la estructura de un mercado condiciona su equilibrio y sus precios (Lasheras, 2000). Mercados con competencia efectiva y rivalidad suficiente se asocian a ofertas de precios eficientes, mientras que mercados con estructura de monopolio u oligopolio se supone que conducen a ofertas con precios superiores a los precios de eficiencia (equilibrios de Cournot). Según este modelo de Cournot, en un mercado con pocos oferentes, cada empresa se enfrenta a una curva de demanda con pendiente negativa (su demanda residual), y si retira cantidades de la oferta, los precios suben, sin que el comportamiento del resto de las empresas afecte este resultado. Las empresas, por tanto, compiten fijando cantidades y maximizando beneficios, según sean sus demandas residuales, hasta que los precios de cada empresa resultan iguales y se alcanza un equilibrio estable. Para este precio de equilibrio, la suma de las ofertas de cada empresa iguala a la demanda total. El modelo identifica un precio de equilibrio que está por encima del precio de competencia perfecta y una cantidad intercambiada que es menor que la se intercambiaría entre oferta y demanda bajo condiciones de mercados no concentrados.

Esta afirmación básica se encuentra matizada por los resultados de modelos de oligopolio en los que, si una empresa es capaz de sustituir toda la demanda de las demás empresas, incluso en un duopolio, el precio se acerca al precio de competencia –modelos de equilibrios de Bertrand–. En este caso, las empresas compiten fijando precios y los consumidores eligen siempre el bien o el servicio de la empresa que ofrece el mejor precio. Si una empresa tiene el precio más bajo, se lleva todo el mercado y, en este modelo, el precio converge siempre con el coste marginal y, por tanto, con el equilibrio de competencia perfecta (Segura y González Braun, 2005). Las limitaciones de capacidad, por ejemplo que una empresa no pueda satisfacer completamente la demanda del mercado o que la ausencia de diferenciación de productos conduzca a que los consumidores resulten

totalmente indiferentes entre las ofertas de cada empresa, son dos de las restricciones impuestas a los modelos de equilibrio “a lo Bertrand”. Ambas resultan difíciles de sostener en los sectores de electricidad y gas natural.

Según los modelos de Cournot y Bertrand, la relación entre estructura y equilibrio requiere un análisis de las condiciones que rodean y definen el mercado para poder precisar el tipo de comportamiento empresarial y, por tanto, el equilibrio de precios y cantidades que resulta más probable en cada caso.

Con todos sus matices, la relación entre estructura y comportamiento constituye uno de los ejes fundamentales del análisis económico en apoyo de decisiones de política de competencia –por ejemplo, autorizaciones de fusiones y adquisiciones– y de regulación sectorial –para el diseño de mecanismos regulatorios de mitigación del poder de mercado, como, por ejemplo, límites (*caps*) de precios–.

Investigaciones más recientes han profundizado en esta relación básica entre estructura y comportamiento, aunque tampoco han llegado a identificar relaciones unívocas. El modelo de Cournot, para encontrar la solución de equilibrio, necesita que las empresas tengan información sobre los pares de demanda y precio ofertados por sus competidores. Cuando las empresas desconocen las funciones de coste de sus competidores, el equilibrio de Cournot puede requerir constantes reiteraciones y no resultar fácilmente alcanzable. Este problema fue resuelto mediante los modelos llamados *supply function equilibria* aplicables para mercados, como los de energía eléctrica, cuyas ofertas eran funciones continuas de pares de precios y cantidades. En tal caso, las funciones de oferta de cada empresa podían considerarse como el lugar geométrico de los conjuntos de precios y cantidades que optimizaban sus beneficios para distintas funciones esperadas de demanda residual. Se define así un sistema de ecuaciones diferenciales (recordemos que las ofertas son continuas) cuya solución permite identificar diferentes pares de precios y cantidades de equilibrio que optimizan los resultados de todos los oferentes. Klemperer y Meyer demostraron que existían múltiples equilibrios si la incertidumbre sobre la demanda estaba acotada (Klemperer y Meyer, 1989). Estos equilibrios se desplazaban desde precios de competencia a precios de equilibrio de Cournot, según el comportamiento esperado de los oferentes. Ambos casos eran sólo soluciones particulares de la solución general. Este tipo de modelos ha dado lugar a una amplia literatura, fundamentalmente referida al sector eléctrico, analizando lo que ocurre en casos de restricciones de capacidad, asimetrías de costes, entradas potenciales o con parte de la energía en contratos a plazo (*forward*). Según cada una de estas restricciones, en ocasiones los precios de equilibrio se desplazaban hacia los precios de Cournot (por ejemplo, cuando se incorporaban restricciones de capacidad) o hacia el de Bertrand (por ejemplo, con nuevos entrantes y contratación *forward*).

Tanto los modelos iniciales como los de funciones de oferta consideran los equilibrios desde una perspectiva estática. La realidad de los mercados, sin embargo, es muy diferen-

te. Las empresas envían ofertas una y otra vez y observan constantemente el comportamiento de unas y otras a través de esas ofertas y de los resultados del mercado. Bajo esta idea se han desarrollado los modelos que buscan equilibrios a prueba de coaliciones. Estos equilibrios son el resultado de un proceso dinámico de las empresas que conduce a precios y cantidades que, además de ser el resultado de procesos de optimización, resultan estables en cuanto que ninguna empresa o coalición de las mismas tienen incentivos a salirse o separarse de las estrategias que definen el equilibrio.

Un resultado reciente e interesante en estos modelos es el de Delgado, que demuestra que es posible, bajo ciertas condiciones de exceso de capacidad, encontrar equilibrios que cumplen la condición de estabilidad a prueba de coaliciones y que conducen a precios menores que los que prevalecerían en un equilibrio de Cournot (Delgado, 2005). Bajo ciertas condiciones (por ejemplo, asimetrías en los excesos de capacidad de cada agente), estructuras con más (menos) empresas pueden conducir a equilibrios con precios superiores (inferiores). No siempre, por tanto, desde una perspectiva de competencia, más empresas resulta preferible a menos. Por otro lado, la asimetría en los portafolios, en las funciones de producción o en las capacidades instaladas, en ocasiones, debe considerarse como un elemento de rivalidad.

Las limitaciones de capacidad, la ausencia de barreras de entrada, la anticipación estratégica por parte de las empresas de posibles respuestas regulatorias o la asimetría de posiciones netas en los mercados condicionan comportamientos muy distintos de las empresas y, por tanto, diferentes niveles de precio. Ante una estructura oligopolística puede haber varios equilibrios, según las condiciones o características institucionales que rodeen al mercado.

Si la definición de una estructura es insuficiente para predecir un comportamiento, resulta necesario precisar el concepto de poder de mercado y su medición con el fin de analizar las condiciones que permitirían avanzar en la rivalidad y competencia entre empresas, aun manteniendo estructuras concentradas u oligopolistas.

1.3 El poder de mercado

Para analizar el posible ejercicio de poder de mercado, el concepto jurídico preciso, al que primeramente se debe recurrir, es al de mercado relevante o mercado de referencia, cuyos límites se establecen según los productos o servicios que resulten intercambiables o sustitutivos, de manera que cualquier movimiento relativamente importante en los precios, dentro de su ámbito, o cualquier limitación a la competencia, no pueda ser contestado por los consumidores a través del desplazamiento hacia bienes o servicios similares o sustitutivos. En España, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) considera que "... el mercado relevante de producto comprende la totalidad de los productos y

servicios que los consumidores consideren intercambiables o sustituibles en razón de sus características, su precio o el uso que se prevea hacer de ellos²².

En particular, en los mercados de electricidad y gas natural, los límites del mercado relevante se pueden definir como límites de producto, geográficos y temporales.

- Límites de producto. En el ámbito de la Unión Europea, considerando el mercado relevante en el sector de la energía, se ha distinguido tradicionalmente entre el mercado del gas y el mercado eléctrico, considerándolos dos mercados diferentes, al no ser los productos plenamente sustitutivos (Case No COMP/M.3440: 2004).
- Límites temporales. Puesto que la energía eléctrica no es almacenable, los límites temporales juegan un papel fundamental en la definición de mercados relevantes. Por ejemplo, los kilowatios hora (kWh) consumidos en horas pico no pueden ser sustituidos por kWh de horas valle. Esta falta de sustituibilidad temporal conduce a separar los mercados de más corto plazo (de regulación y tiempo real), que fundamentalmente se utilizan en horas con picos de la demanda, de los mercados a plazo, incluidos los mercados diarios.
- Límites geográficos. El criterio para establecer el límite geográfico del mercado relevante es considerar la posibilidad de reacción y sustitución de los consumidores de unos productos por otros como respuesta a movimientos de precios. La limitación al uso de las interconexiones, la existencia de sobrecostes regulados de manera diferente y la ausencia de precios correlacionados llevaron a la Comisión Europea a considerar que, de momento y en el futuro inmediato, el ámbito geográfico del mercado relevante en energía, y en el caso del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), corresponde a cada Estado miembro, es decir, a España y Portugal.

Una vez definidos los límites del mercado, el número de empresas que componen la oferta determina su nivel de concentración, aunque, como ya hemos descrito, no necesariamente su comportamiento. El comportamiento no tiene una relación directa y unívoca con la estructura. Las conductas no competitivas consisten básicamente en retirar cantidades del mercado para incrementar los precios o en elevar el precio de las ofertas, unilateral o coordinadamente, con el fin de apropiarse, en todo o en parte, del excedente del consumidor. Una de las definiciones más extendidas de poder de mercado es la que incluyó el Departamento de Justicia de EE UU y la *Federal Trade Commission* en sus criterios para evaluar fusiones horizontales.

Poder de mercado es la capacidad de una única empresa o de varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y restringir ofertas por debajo de los niveles de competencia durante

²² TDC, Expediente Concentración Molabe 34/1998.

un periodo sostenido de tiempo (US Department of Justice and Federal Trade Comisión, 1992).

La capacidad de una estructura sectorial para acercarse a equilibrios competitivos puede analizarse teniendo en consideración:

1. La definición de mercado relevante tanto geográficamente como por productos.
2. El número de operadores de características similares que compiten en cada mercado relevante.
3. La atacabilidad del mercado o facilidad de entrada de nuevas empresas como respuesta a cualquier movimiento de precios tendente a aumentar el margen o diferencia respecto a los costes.
4. Las características que impulsan la rivalidad frente a comportamientos cooperativos o colusorios.

1.4 Indicadores de poder de mercado

Los estudios de estructura que relacionan el peligro del ejercicio de poder de mercado con la concentración de empresas utilizan índices relativamente sencillos, como el índice de Herfindahl o la cuota de mercado. Otros índices estructurales más complejos, que tienen en cuenta la elasticidad de la demanda y el papel relativo de cada empresa en el mercado, son los que recurren a la demanda residual de cada empresa o al carácter pivotal de su oferta. Posteriormente, los análisis han ido utilizando indicadores algo más sofisticados que tratan de evaluar el comportamiento de las empresas. Entre ellos se encuentra, por ejemplo, el índice de Lerner, que toma como referencia los costes, o el *benchmarking* entre resultados de modelos de equilibrio en competencia o de resultados de simulación, según el número de agentes.

A. Indicadores estructurales

Cuota de mercado: Representa el porcentaje de ventas que controla una compañía en un mercado relevante (o el porcentaje de cuota de mercado de las n mayores compañías en la industria. El número de compañías consideradas, n , suele ser igual a 4).

En el mercado eléctrico, las cuotas de mercado suelen definirse en términos de capacidad y no en términos de producción de energía, con el fin de aportar una mejor intuición sobre el ejercicio potencial de poder de mercado. En tal caso, y como se analizará más adelante, cada tecnología debe ajustarse en función de su disponibilidad real para producir energía.

Hub and spoke de FERC: La *Federal Energy Regulatory Commission*, en su evaluación del poder de mercado horizontal, distinguía entre las instalaciones de generación nuevas y las existentes. Sobre estas últimas, la FERC aplicaba el *hub and spoke market power screen*. Para determinar el ejercicio potencial de poder de mercado, el análisis de la FERC supone que el mercado relevante está definido por el área (nodo) de servicio de la compañía (*hub*) y por los suministradores conectados a ese nodo (*spokes*). Sobre este mercado se aplica un umbral de cuota de mercado del 20%. La FERC ha dejado de utilizar este método de análisis a favor del test de valoración del margen de oferta (*Supply Margin Assessment Test*).

Índice de Hirschmann-Herfindahl: Este índice puede representarse a través de la siguiente fórmula:

$$HHI = \sum S_i^2,$$

donde S_i es la cuota de mercado de la i -ésima empresa.

Este índice se emplea en el análisis de fusiones horizontales en el sector eléctrico en el cual las partes combinan sus capacidades productivas en un mercado relevante para operar como una sola empresa. Teniendo en cuenta que el HHI otorga un mayor peso a las cuotas de mercado de las grandes compañías, el HHI podría reflejar con mayor precisión la posibilidad de que se registrasen acuerdos oligopolísticos en el mercado tras la fusión.

Supply Margin Assesment (SMA). Este indicador, en lugar de fijar un umbral rígido (por ejemplo, del 20% de cuota de mercado) para considerar la posible existencia de poder de mercado, centra su atención en las empresas con una cuota de capacidad disponible en el mercado superior al margen de seguridad en el área donde se sitúa. Los principales defectos de este método son los siguientes: 1. Es muy restrictivo, y puede descalificar a un generador por su posición en una sola hora (hora pico). 2. No tiene en cuenta el margen operativo de reserva. 3. Ignora la posición neta compradora o vendedora del generador y la posible colusión entre generadores.

Indicador de generador pivotal. Este indicador trata de recoger tres aspectos clave que afectan a los resultados del mercado: la demanda, la oferta disponible total, y la posición contractual y cuota de capacidad de los mayores generadores.

Se calcula utilizando una variable binaria que puede tomar dos valores (0, 1), dependiendo si un generador es “pivotal” en el mercado, dada la oferta horaria y la situación de la demanda. En ausencia de este generador, el índice informa si la oferta residual puede satisfacer la demanda. El test SMA es una forma de indicador de oferta pivotal, aplicado a las horas o a la demanda pico del año. Si un generador es pivotal durante ese periodo, la oferta no superaría el test SMA.

Índice de oferta residual. Este índice es muy parecido a los anteriores y se define como la ratio entre la oferta residual (la oferta disponible total menos la capacidad de cada generador) y la demanda.

Residual Supply Index (RSI) = (Capacidad total – Capacidad relevante de cada generador)/(Demanda total)

Capacidad total = Capacidad instalada total + Importación neta total

Capacidad relevante de cada generador = Capacidad del generador – Capacidad contratada a plazo

Demanda total = Consumo medido + Adquisición de servicios complementarios

El RSI mide la capacidad de la oferta residual de cada generador para satisfacer la demanda. En las horas en que RSI supere, para un determinado generador, el 100%, la posibilidad de que ese generador ejerza poder de mercado es prácticamente nula. A diferencia de otras medidas estáticas, el RSI mide la posibilidad de ejercer poder de mercado para cada hora.

B. Indicadores de comportamiento

Índice de Lerner. Es el índice clásico y se representa por:

$$LI = \frac{(P - MC_i)}{P}$$

Se define como el margen sobre los precios marginales. Es una medida adecuada para mercados en los que los reguladores tienen información sobre las tecnologías y los precios de los *inputs* de los generadores.

El índice de Lerner es igual a cero en competencia perfecta y crece conforme aumenta el ejercicio del poder de mercado. Este índice presenta dificultades en su aplicación debido a la información de partida que requiere. En concreto, el principal obstáculo consiste en determinar los costes marginales de producción de las empresas en un periodo de tiempo (los costes marginales de corto y largo plazo, por ejemplo, no suelen coincidir).

Índice de Wolak. Wolak parte de los datos de las pujas de precios en los mercados eléctricos mayoristas, para obtener inferencias sobre el comportamiento estratégico de las empresas generadoras que operan en un mercado eléctrico (Wolak, 2003).

En concreto, la técnica empleada por Wolak consiste en utilizar las ofertas reales enviadas por los generadores al mercado para calcular la elasticidad precio horaria de la curva

de demanda residual a la que se enfrenta cada generador. Esta elasticidad se calcula teniendo en cuenta el precio de mercado para cada hora. Así, para Wolak la inversa de la elasticidad de demanda residual horaria *a posteriori* cuantifica hasta qué punto el generador puede elevar –unilateralmente– el precio horario de la energía por encima del coste marginal de suministrar el último MWh que vende en el mercado.

Análisis de comportamientos estratégicos en las ofertas. El análisis de comportamientos estratégicos se fundamenta en la modelización y simulación de estrategias para ejercer el poder de mercado y en su contrastación empírica. Las estrategias básicas que se definen son:

Realización de ofertas estratégicas

Consiste en ofertar precios por encima del coste variable de producción, con el fin de presionar para que el precio de mercado se sitúe por encima del precio competitivo.

Restricción de capacidad (*capacity withholding*)

La restricción de capacidad consiste en la retirada de capacidad del proceso de ofertas durante un periodo de tiempo determinado, con el fin de que las unidades de generación más caras fijen el precio de mercado. Las compañías de generación tienen incentivos para retirar capacidad sólo si el incremento de sus ingresos supera el coste de esa retirada.

Para Wolak y Patrick, la manipulación de precios a través de la retirada de capacidad se asemeja a la estrategia de fijación de cantidades *à la Cournot* (Wolak y Patrick, 2001)

Manipulación del transporte a través de congestiones

El análisis de este tipo de conducta no tiene mucho sentido en España, dada la total separación de propiedad entre la gestión de la red de transmisión y las empresas generadoras y suministradoras de energía eléctrica. Lo mismo ocurre con el gas natural.

Utilización de modelos teóricos de simulación. Se trata de ejercicios de modelización que simulan y parametrizan algunas características del mercado. Se realizan tanto comparaciones *a posteriori*, como simulaciones *a priori*, de posibles resultados del mercado dada una determinada estructura del mismo.

Competitive Benchmark Analysis

La idea principal de este método es desarrollar, mediante modelos de equilibrio, una estimación del precio de mercado resultante si todas las compañías actuaran como precio-aceptantes (es decir, si ninguna compañía tratase de ejercer poder de mercado), y comparar ese precio con el precio de mercado observado.

La principal desventaja de este tipo de análisis está relacionada con la simplificación que se requiere para construir las estimaciones de los costes marginales, en particular, si el coste marginal a utilizar es el de corto o el de largo plazo (Smeers, 2004).

Modelos de simulación del oligopolio

Este método constituye una de las herramientas más potentes para el análisis del poder de mercado a través de la incorporación en un modelo de muchos de los factores estructurales, de comportamiento y de diseño de mercado, que están relacionados con el poder de mercado. Estos modelos pueden calibrarse desde la teoría de juegos con datos de costes para predecir los precios de mercado o mediante el índice de Lerner de un mercado con una estructura y un diseño dados.

Análisis econométricos de poder de mercado. Estos métodos proceden de la escuela económica conocida como Nueva Organización Industrial Empírica (NOIE), que comprende un grupo de métodos empíricos para el análisis del comportamiento y la estructura del mercado en cada sector. Los supuestos principales de este enfoque son los siguientes: 1. Los márgenes precio-coste de la empresa no son observables. 2. Cada industria tiene características específicas, por lo que la realización de comparaciones entre industrias puede no aportar información determinante. 3. La conducta de la empresa y de la industria son parámetros desconocidos que deben ser estimados. Para ello, se estiman las ecuaciones de comportamiento por las cuales las empresas fijan el precio y la cantidad.

2. Estructura y política regulatoria

Europa se debate entre dos impulsos que afectan la estructura de sus mercados energéticos. Los mercados resultan muy concentrados para los ámbitos geográficos de cada Estado miembro, sobre todo en los países menos interconectados. Esta situación hace aconsejables medidas regulatorias en defensa de la competencia. Sin embargo, el proceso de ampliación del ámbito territorial o geográfico del Mercado Interior puede hacer eficientes determinadas consolidaciones o concentraciones empresariales. Más aún, puesto que la estrategia de los distintos Estados miembros, en cuanto a la estructura de los mercados, es muy diferente, resulta difícil valorar una estructura mediante consideraciones referidas exclusivamente al ámbito de un solo mercado geográfico, sin considerar lo que ocurre en los mercados próximos y con mayor probabilidad de integración en un futuro más o menos cercano.

2.1 Estructura y regulación en Europa

El sector energético en Europa ha estado, y aún está, salvo contadas excepciones como Reino Unido y Noruega, bajo estructuras muy concentradas en cada Estado miembro. El ámbito del mercado relevante aún dista mucho de ser el ámbito de la Unión Europea, y se suele identificar con cada Estado miembro (Resolución sobre EdP/GALP/ENI) o con mercados regionales, como es el caso de NordPool y Países Bajos. La concentración en Europa se mantiene fundamentalmente por dos razones:

1. Porque procede de antiguos monopolios apoyados en las economías de escala de la generación. La utilización de tecnología nuclear en los años setenta y su posterior explotación a lo largo de las siguientes dos décadas potenciaron una cierta base económica a los operadores de gran tamaño.
2. Porque el funcionamiento en red y los altos costes de almacenaje, en el caso del gas, y la imposibilidad de almacenar el producto final, en el caso de la electricidad, imponen características de monopolio en muchos segmentos del mercado (Lasheras, 2000). Por ejemplo:
 - En la relación entre distribución y comercialización. Las redes eléctricas y gasistas, tanto de transporte o transmisión como de distribución, son instalaciones que resultan

de menor coste medio cuando están unificadas. Si estas instalaciones se dividieran entre las distintas empresas suministradoras, el coste de transportar y distribuir la energía se eleva en comparación al coste cuando las gestiona una única unidad de decisión.

- Hay determinadas instalaciones de generación que resultan imprescindibles para que una red funcione establemente en una determinada hora. Son las denominadas plantas *must run*. La situación relativa de oferta y demanda puede obligar a una planta situada en un lugar estratégico a funcionar para mantener la tensión de la red, como ocurre con la planta de ACECA en Toledo para sostener la tensión de la zona centro de España y, sin embargo, no quedar incluida en el despacho económico por tener costes marginales por encima de los de la tecnología que marca precio en la casación general.
- Los servicios de gestión de desvíos y mercados en tiempo real. La agregación de generación y carga permite una gestión de desvíos que, por la ley de los grandes números, reduce su coste respecto a una operación instalación a instalación. Por razones relacionadas con el coste para subir o bajar la energía generada de forma casi instantánea, la potencia hidráulica como reserva sincronizada para adaptarse a los cambios de demanda en tiempo real puede tener características de monopolio en estos mercados de tiempo real.

Analizando el número de operadores que, además del operador dominante, existen en los diferentes Estados miembros de la UE, puede comprobarse que la estructura española, aunque lejos de asimilarse a la estructura del Reino Unido o de los países nórdicos, no es más concentrada que la de países vecinos, como Portugal, Italia, Alemania o Francia.

Tabla 1. Sectores eléctricos europeos

	Principal generador (por capacidad)	Principales tres generadores (por capacidad)
Alemania	30%	70%
Austria	45%	75%
Bélgica	85%	95%
España	40%	80%
Francia	85%	95%
Grecia	100%	100%
Holanda	25%	80%
Irlanda	85%	90%
Italia	55%	75%
Portugal	65%	80%
Reino Unido	20%	40%
NORDPOOL (Dinamarca, Finlandia, Suecia y Noruega)	15%	40%

Fuente: Europa Watch. Servicio de Estudios BBVA. Julio 2005.

Casi todos los Estados miembros de la Unión cuentan con un número de operadores en gas y en electricidad que oscila entre uno y seis. Nuestros vecinos próximos, aquellos con los que quizás algún día configuremos un mercado relevante geográfico que sobrepase las fronteras nacionales, cuentan actualmente con estructuras muy concentradas. Pero no sólo la situación de partida dista mucho de poder considerarse una estructura de mercado poco concentrada, sino que la tendencia de estos últimos años no ha ido precisamente en el camino de la desconcentración. En Codognet se describen los distintos casos de fusión y adquisición que han afectado al sector eléctrico en los últimos años en Europa (Codognet *et al.*, 2002). El resultado es de 24 casos, entre enero de 1998 y agosto de 2002, que han implicado a empresas con cotización en bolsa, y unos 70 en los que la adquirida o fusionada no cotizaba.

Además de ser un sector concentrado, en muchos países, la diferencia en tamaño entre el primer y el segundo operador respecto a los demás es sustancial, lo que favorece estrategias de seguimiento al líder, o a los líderes, más que la aparición de rivalidad entre las empresas.

Esta concentración de los sectores eléctrico y gasista en el ámbito de la UE, y más aún en los Estados miembros del sur de Europa, incorpora una gran dificultad a las políticas de defensa de la competencia que unilateralmente quiera abordar cada Estado miembro. En la Unión Europea, la legislación de defensa de la competencia contempla y define como punibles los comportamientos y no las estructuras (Office of Fair Trading, 2005 y Comisión de las Comunidades Europeas, 2005). Por ello, en procesos de autorización de fusiones y adquisiciones se suele recurrir a condiciones o remedios que condicionan su aprobación. Las directrices de la Comisión dejan claro que sólo se prohibirán aquellas fusiones y adquisiciones que fortalezcan el poder de mercado de las empresas, de manera que, con toda probabilidad, tengan efectos adversos sobre los consumidores en la forma de elevación de precios, empobrecimiento en la calidad de los productos o menor capacidad de elección. La Comisión señala que los efectos de una concentración empresarial sobre la competencia pueden ser especialmente negativos porque eliminen núcleos de competencia o rivalidad (efectos no coordinados) o porque faciliten la formación de coaliciones entre las empresas (efectos de coordinación).

Las distintas condiciones que los órganos europeos de defensa de la competencia han ido elaborando en los casos en que se implicaban empresas pertenecientes a los sectores de electricidad y gas natural hacen referencia a (Codognet *et al.*, 2002):

- Desinversiones de activos físicos y financieros.
- *Caps* o límites en cuotas de mercado.
- Nombramiento de gestores independientes de activos.
- Nombramientos de gestores independientes para los procesos de desinversión.

- Cesiones de capacidad de utilización de interconexiones.
- Restricciones a la conexión de generación propia a la red de distribución.

Una cuestión a tener en cuenta ante cualquier modificación estructural es la falta de coordinación de las posiciones de las autoridades de un Estado miembro con las posiciones de otro Estado miembro. Si no coordinan sus posiciones con las que adopten los demás pueden producirse situaciones contrarias a las esperadas. Si los cambios estructurales no son implementados con una cierta coordinación por todos los países europeos a la vez, al menos por los más próximos, el país que siga una estrategia unilateral asume unos riesgos específicos que podrían conducir a que sus empresas se vieran en desventaja temporal frente a estrategias de apoyo a los oligopolios en los países vecinos o próximos.

2.2 Estructura y regulación en España

El 17 de mayo de 2000, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) declaraba improcedente el intento de adquisición de Hidrocantábrico (HC) por UEF por “el claro riesgo de deterioro de la competencia efectiva” que la operación implicaba. El argumento básico era el aumento en el grado de concentración y que la empresa resultante operaría en un contexto más favorable a la obtención de equilibrios cooperativos con sus dos rivales, entendiendo por tales los caracterizados por un precio del *pool* superior al coste marginal. No se profundizó en la explicación de por qué la adquisición de HC por UEF favorecería más una coalición para acercarse a precios de Cournot que la estructura inicial. Se ignoraron, por tanto, todas las condiciones que hubieran podido aumentar la rivalidad entre los tres operadores dominantes que hubieran resultado de la Oferta Pública de Acciones (OPA).

En enero de 2001, el mismo Tribunal dictaminaba que la absorción de Iberdrola por Endesa crearía “posición de dominio” y que, en consecuencia, “resultaría adecuado declararla improcedente”; no obstante, “la operación podría ser aprobada subordinándola a las siguientes condiciones”, y enumeraba un conjunto de condiciones que se referían básicamente a la desinversión de activos. Se entendía ahora que un severo programa de desinversiones, incluso con un menor número de agentes, podría aumentar la rivalidad del mercado. Las condiciones a las que se supeditaba la autorización fueron resumidamente:

1. La cuota de producción en el mercado de generación no podía superar el 35%.
2. La cartera de generación resultante debía identificarse con las características del parque español en cuanto a tecnologías, emplazamientos y vida útil.
3. La entidad resultante debía enajenar todos los activos de transporte y los de distribución que superaran la cuota de Endesa en el momento de solicitar la autorización.

4. El resto de condiciones hacían referencia a la gestión del proceso de desinversión de activos (plazos, gestión independiente, imposibilidad de adquisición por entidades de derecho público mediante subastas).

El 2 de febrero, el Gobierno aprobaba las condiciones por las cuales se autorizaría la fusión, y el 5 de febrero los presidentes de Endesa e Iberdrola anunciaban conjuntamente que abandonaban el proceso emprendido meses antes. La principal razón expuesta fue la dureza de las condiciones impuestas por el Gobierno, tras los informes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del TDC y, en particular, los referidos a los cobros de los Costes de Transición a la Competencia (CTCs), de los que se descontarían las plusvalías obtenidas en el proceso de desinversión.

El caso siguiente fue el de la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola. El 30 de abril de 2003, la CNE, con dos votos particulares contrarios, acordaba “denegar la autorización” solicitada por Gas Natural SDG, SA, para realizar una OPA sobre Iberdrola, a causa de los riesgos que la operación imponía a los negocios regulados de ambas compañías y a la imposibilidad de controlar el cumplimiento de las salvaguardias ofrecidas para evitar los riesgos.

Todos estos pronunciamientos manifiestan una evolución en la doctrina de defensa de la competencia hacia posiciones menos “estructurales” y más orientadas hacia la definición de condiciones que permitan mejorar la rivalidad de los mercados incluso ante estructuras oligopolísticas.

En España, una de las paradojas de nuestro mercado energético y su regulación en estos últimos años es que, necesitando inversiones en capacidad para cubrir con una cierta seguridad los crecimientos esperados de la demanda y la ampliación geográfica de los mercados, la intervención de carácter regulatorio, orientada hacia la mitigación del poder de mercado, ha impuesto incertidumbres y costes sobre los procesos de inversión y crecimiento, sin que esto haya tenido una relación directa con los aumentos en la rivalidad. No han aparecido nuevos entrantes en volumen suficiente como para provocar un cambio en la estructura que justificara los costes soportados en términos de incertidumbre regulatoria.

La liberalización iniciada en 1998 comenzó en el sector eléctrico con exceso de capacidad. Los fuertes incrementos de demanda han tensionado el margen de seguridad en los últimos años, planteando la necesidad de nuevas inversiones a realizar desde un entorno no regulado.

En el sector del gas natural, la liberalización comienza antes de que se hubiera cerrado el ciclo de inversiones imprescindible para contar con una estructura básica de redes de transporte, distribución y capacidad de almacenamiento, y facilitar la garantía de suministro.

Tabla 2. Evolución de las puntas de demanda y de la demanda anual (media interanual) (%)

	Punta de verano	Punta de invierno	Demanda anual
1990-2004	4,35	3,07	4,01
1995-2004	5,19	5,94	5,08
1998-2004	6,08	6,19	5,45

Fuente: Red Eléctrica de España (REE) (2005)

Esta necesidad de inversión se ha combinado con un cambio en la manera de retribuir las inversiones. Al liberalizarse las actividades de generación de electricidad y de aprovisionamiento de gas natural, la retribución de las inversiones ha soportado dos cambios fundamentales. Por un lado, deja de estar garantizada y, por tanto, queda sujeta a riesgos sistemáticos e iguales para todos los operadores. Y, por otro, la retribución deja de ser neutral o equivalente por tecnologías y empresas, y aparecen riesgos específicos para cada uno de los portafolios con distintas tecnologías de generación de cada empresa.

A pesar de la necesidad de nuevas inversiones, y probablemente relacionado con la incertidumbre regulatoria y con posibles barreras de entrada, no se consolida un segmento suficiente de nuevos entrantes para cambiar la estructura del sector, que sigue siendo prácticamente la misma que la que tenía en 1997. Sólo los casos de Gas Natural, Viesgo y Naturgás, en el sector eléctrico, y la aparición de los ciclos combinados en gas natural han cambiado algo la estructura del mercado de finales de los años noventa.

La organización del mercado mayorista en España desde 1998 ha traído como consecuencia la aparición de un precio volátil, relativamente impredecible en su comportamiento. El efecto de las variaciones en el precio del mercado mayorista sobre los agentes del mercado no resulta uniforme. Según el nivel de integración vertical de las empresas que compran y venden energía en el mercado mayorista, y según la composición de su cartera de contratos (entre tarifas y contratos libres) y de sus instalaciones de generación, éstas estarán más o menos expuestas a los riesgos de variación de márgenes por un precio alto o un precio bajo.

El impacto que tienen las alteraciones en el precio sobre la cuenta de resultados de cada agente resulta muy distinto según sea la composición de su cartera de contratos e instalaciones y, por tanto, el riesgo ha sido mucho mayor para nuevos entrantes sin integración vertical y sin carteras diversificadas que para los operadores tradicionales. Un mercado mayorista de contratación a plazo –no exclusivamente de contratos de hoy para mañana como el mercado actual– con suficiente liquidez podría haber mitigado esta asimetría en la asignación de riesgos. Sin embargo, no se ha desarrollado suficientemente en España.

Las tarifas constituyen una barrera de entrada para el mercado de contratos a plazo y coberturas financieras, puesto que alteran las asignaciones de riesgos que conseguiría el mercado. En el mejor de los casos, y si las tarifas consiguen una asignación de riesgos que resulte eficiente, la tarifa regulada vaciaría el segmento de contratos a mercado. Pero no son sólo los riesgos de precio o de mercado los que se ven alterados por la convivencia de precios y tarifas, los riesgos operativos, así como los riesgos regulatorios o riesgos provocados por cambios en la regulación, también tienen efectos sobre las cuentas de resultados de los suministradores.

Generalmente, la metodología de tarifas implica un reparto de riesgos de precio o de mercado que además de asimétrico es ineficiente. Las tarifas reguladas conducen a una sindicación del riesgo de la que resulta difícil salir gradualmente. Los primeros consumidores en salir asumen mayores costes, por los riesgos que incurren, que los que permanecen bajo la protección regulatoria. El problema del desarrollo de una asignación eficiente de riesgos, la que provoca el mercado y sus instituciones, es un problema de masa crítica y no de crecimiento gradual.

Ante un mercado con la demanda creciendo por encima del 7%, períodos de maduración de inversiones cercanos a los veinte años, costes de las materias primas disparados y con un mercado interior único de ámbito europeo consolidándose, las empresas que hayan decidido abandonar estrategias de crecimiento e inversión pueden verse debilitadas y expulsadas del mismo en un plazo no lejano.

2.3 Mercados relevantes en electricidad y gas natural

Siguiendo la Resolución de la Comisión Europea sobre la concentración de EdP, GdP y ENI, se pueden distinguir al menos ocho mercados relevantes en los sectores de gas y electricidad de Portugal –suponemos que para España la definición sería prácticamente la misma–:

- Gas a consumidores pequeños y medianos.
- Gas a CCGTs.
- Gas a distribuidores.
- Gas a grandes consumidores industriales.
- Mercado mayorista de electricidad, llevando el análisis de competencia en el margen que determina los precios.
- Mercados de regulación y servicios auxiliares.

- Mercado minorista para grandes consumidores.
- Mercado minorista para consumidores pequeños y medianos.

Al definir el ámbito de un mercado relevante, uno de los procedimientos estándar para identificar el grado de sustituibilidad entre productos es analizar si los clientes pueden cambiar en caso de que una empresa susceptible de ejercer poder de mercado aumente los precios de manera no muy significativa, pero sostenida en el tiempo, moviendo los precios, por ejemplo, un 5% o un 10% (Herguera, 2002). En los mercados de gas y electricidad es muy frecuente observar cambios instantáneos de precios muy superiores a estos límites y, en algunos casos, pueden sostenerse durante períodos largos de tiempo, por ejemplo, si persiste una situación de sequía. Por esta razón, no siempre las autoridades de competencia recomiendan la utilización de límites al aumento de precio para definir el ámbito del mercado relevante en sectores como gas y electricidad (Office of Fair Trading: 2005). En cualquier caso, en energía eléctrica y gas, la definición de mercados relevantes, tras la Resolución EdP/GALP/ENI, no parece que plantee los problemas de delimitación que se plantean en otros mercados puesto que geográficamente se encuentra muy acotada y su nivel de sustituibilidad es muy bajo.

3. Situación actual en los mercados de electricidad y gas natural en España

Si la economía industrial no ofrece pautas unívocas sobre la estructura óptima y si la política regulatoria, en Europa y en España, no está exenta de contradicciones al abordar las relaciones entre competencia y estructura, no podemos esperar respuestas simples a la siguiente pregunta: ¿cómo mejorar la competencia de los mercados de gas y electricidad en España partiendo de su estructura actual?

Una primera y pragmática respuesta sería, por omisión, dejar que se consolide la estructura heredada del pasado y esperar que los nuevos entrantes vayan forzando una mayor competencia. Con esta alternativa al menos no iríamos a estructuras más concentradas. Ésta parece haber sido la política que ha prevalecido en España en los últimos nueve años a efectos prácticos y sin asumirse explícitamente.

Mantener la estructura actual puede tener más costes que beneficios, más problemas que ventajas y, además, los costes pueden aumentar con el paso del tiempo. Los costes de asumir un proceso de ajuste para buscar condiciones de mayor rivalidad en los mercados de gas y electricidad en el futuro podrían superar a los actuales. No se conseguiría, entonces, ni la estabilidad, ni la competencia o rivalidad esperadas.

3.1 Herencias de una regulación a base de costes

La actual estructura sectorial está todavía más en sintonía con el marco regulatorio anterior que con el de mercados de generación y comercialización en competencia. Éste ha sido el resultado de una regulación sobre costes reconocidos que buscaba igualar los márgenes de todas las empresas con independencia de las tecnologías de generación utilizadas y de las características de los puntos de consumo, así como garantizar la recuperación de las inversiones con un margen de retribución razonable. Y esto era así, tanto en gas como en electricidad, aunque recurriendo en ambos casos a procedimientos diferentes. Mientras las tarifas de gas estaban muy vinculadas a los costes variables y se actualizaban con los precios del crudo y fueles con cierta periodicidad, las tarifas eléctricas se apoyaban más en los costes fijos y se aprobaban con carácter anual.

La regulación en electricidad ha buscado que los efectos de sus decisiones fueran neutrales entre todos los operadores, mientras que se actuaba a favor del único operador existente en gas natural. Esto es lo que pretendía la regulación mediante costes reconocidos que estuvo vigente hasta 1998. Los mercados, sin embargo, hacen y exigen todo lo contrario. En los mercados en los que hay varios operadores, se impone el principio de responsabilidad, es decir, cada cual debe asumir sus responsabilidades. Los mercados provocan y mantienen diferencias sustanciales entre las empresas, según las estrategias seguidas por cada una de ellas. En los mercados en los que existe un único operador dominante, la regulación debe buscar y fomentar su equilibrio con nuevos entrantes. Ésta es la base para conseguir eficiencia mediante la rivalidad, y resulta diametralmente opuesta a la seguida por la regulación tradicional española a base de costes. La regulación actual dista todavía bastante de ser una regulación en sintonía con los objetivos de competencia y rivalidad en los mercados de electricidad y gas natural.

Las políticas comerciales de descuentos, la gestión de riesgos hacia clientes y suministradores de materias primas, la innovación en cláusulas contractuales, etc., están limitadas y restringidas en nuestros mercados por unos sistemas vigentes de liquidaciones conjuntas y unas tarifas que son uniformes y únicas, los cuales sirven de referencia para los contratos de mercado, de manera que los mercados acaban siendo réplicas simétricas de la estructura de las tarifas. Este marco regulatorio dificulta la innovación, la diferenciación de productos y la aplicación en la práctica del principio de responsabilidad propia de los mercados con rivalidad.

3.2 Falta de evidencia de ejercicio de poder de mercado

Los mercados de energía en España tienen una estructura concentrada, pero: ¿se ha ejercido poder de mercado desde que las Leyes del Sector Eléctrico (Ley 54/1997) y del Sector de Hidrocarburos (Ley 24/1998) entraran en vigor?

El primer análisis sobre poder de mercado que se realizó en España fue el de Ocaña y Romero, que calibraron para el mercado español un modelo de equilibrio que asumía un comportamiento de las empresas “a lo Cournot” y simularon varios escenarios con distintas elasticidades de demanda y distinto número de agentes (Ocaña y Romero, 1998). Apuntaban a dos conclusiones. La primera era llamar la atención de los reguladores sobre la relación entre estructura horizontal y resultados: un mayor número de empresas aumentaba la elasticidad de la demanda residual, disminuyendo su capacidad para elevar los precios. Y la segunda conclusión consistía en resaltar la importancia del agua en el comportamiento del mercado. Tomando como referencia los resultados del modelo, cuando las ofertas se hacían iguales a los costes marginales y el agua se utilizaba para reducir los costes totales de generación, un comportamiento “a lo Cournot” desplazaba el uso del agua hacia períodos en los que la demanda era más rígida. En esos períodos, sin variar el precio, el agua llegaba a sustituir o des-

plazar a tecnologías térmicas de coste menor que las que sustituía en los períodos de valle con precios menores: Así, cuando se simulaba el caso de explotación óptima y centralizada, buscando minimizar los costes conjuntos, el coste total era menor que el obtenido con esta utilización estratégica del agua.

Estas conclusiones merecen algunos comentarios:

1. La función objetivo que optimizaban las empresas no tenía en consideración ni los CTCs ni la integración vertical.
2. El modelo no asume la posible formación de coaliciones al repetirse periódicamente el proceso de subastas para formar precios. Las estrategias hacia el regulador, la existencia de coaliciones o la atacabilidad del mercado carecen de influencia sobre los resultados.
3. La solución adoptada para el agua estaba lejos de la optimización dinámica sobre precios esperados y el valor de oportunidad que aproximan el comportamiento real del agua gestionable, según la duración media esperada de la capacidad embalsada.

En Ciarreta y Espinosa se adoptan unos criterios novedosos para medir el poder de mercado que son distintos a los ofrecidos por modelos de equilibrio con funciones de costes (Ciarreta y Espinosa, 2004). En lugar de considerar los costes como referencia para determinar el comportamiento en las ofertas, se comparan las ofertas de las grandes empresas con las de las pequeñas para tecnologías y capacidades similares. Es un análisis puramente empírico en el que estas diferencias serían indicadores del poder de mercado ejercido. Es, por tanto, un trabajo que busca identificar comportamientos sin asumir, de entrada, una relación directa entre estructura y nivel de precios. Aun ignorando los efectos de la integración vertical, de los CTCs y la posible formación de coaliciones, defiende conclusiones que entiende sostenibles y, al menos en parte, compatibles con tales ausencias. Estas conclusiones son dos: 1. Las dos mayores empresas ofertan aproximadamente un 25% por encima de las ofertas similares de los agentes de menor tamaño (aproximadamente 7,7 euros/MWh de media) y 2. La mayor responsabilidad en estas diferencias es de Iberdrola, apuntando a los CTCs como explicación de este diferente comportamiento.

Estos resultados, sin embargo, deben tomarse con mucha cautela. La ausencia de un tratamiento específico para el agua, según las características de la misma (fluyente, bombeo, hiperanual o mensual) y la existencia de reglas de mercado que incentivan la existencia de muchas ofertas a cero para pequeños generadores tomadores de precio, junto a las ya mencionadas, relativizan mucho las consecuencias prácticas de las conclusiones obtenidas.

Para suplir la ausencia de estos análisis en el uso de modelos dinámicos con posibles comportamientos colusorios, Fabra y Toro estudian los episodios de reducción de precios –entre cinco y siete– que, sin aparente relación con las condiciones de oferta o de costes,

ocurrieron en el mercado español durante 1998 (Fabra y Toro, 2004). Explican el comportamiento de los dos principales operadores del mercado español mediante un modelo dinámico en el que estos operadores coluden o entran en episodios de rivalidad, según asuman que el otro operador está dejando de comportarse cooperativamente o no. Encuentran evidencia de dos niveles de precio diferentes en 1998 y del impacto que, teniendo en cuenta los cobros por CTCs, tienen las cuotas de mercado y los precios de cada período sobre las ofertas de los periodos inmediatamente posteriores³. De esta manera, Fabra y Toro comentan que probablemente 1998 fue un año de aprendizaje y que visto el comportamiento de Iberdrola con los CTCs en años posteriores, la posición de rivalidad puede haber dominado a la de colusión. En todo caso, el trabajo de Fabra y Toro toma como posición neta de las empresas para definir su función de decisión la suma de su cartera de generación más la de CTCs, sin considerar la cartera de contratos de suministro a cliente final. En caso de integración vertical, la función de decisión tendría que estar configurada por esta posición neta, aunque el análisis de los algoritmos de optimización se vuelve más complejo⁴.

Precisamente en Kühn y Machado se analiza una función de decisión considerando la integración vertical de las empresas eléctricas en España (Kühn y Machado, 2004). Esos autores analizan si la separación jurídica es suficiente para determinar un comportamiento diferenciado en el mercado, concluyendo que la optimización se realiza conjuntamente. Utilizan un modelo de funciones lineales de oferta, considerando la posición neta –compradora o vendedora– en cada período de mercado y los CTCs. El modelo, empíricamente calibrado, lo utilizan para identificar, además, el posible ejercicio de poder de mercado. Señalan que los costes de la actual estructura, en términos de eficiencia, se encuentran más en los costes de la energía despachada en cada hora –que no es la óptima– que en los *mark-ups* de precios.

Así pues, no parece sencilla ni la modelización de comportamientos, ni la identificación de ejercicio de poder de mercado en España. La función a optimizar debe considerar no sólo la diferencia entre ingresos y costes por la venta de energía en el mercado mayorista, sino también los ingresos por CTCs y el denominado déficit de ingresos, así como la posición neta en cada hora de cada grupo de empresas. Con todo ello, el análisis de posibles equilibrios no debe ser estático, sino dinámico, considerando las posibles coaliciones para sostener precios y cuotas de mercado que aparecen en los distintos procesos de equilibrios.

³ Puesto que modelizan la evolución de precios mediante un proceso autorregresivo de Markov sobre la media, las cuotas de mercados y los precios influyen en las probabilidades de la matriz de transición.

⁴ Según la regulación actual, los ingresos por suministro se fijan por el nivel de las tarifas integrales de cada año, las empresas eléctricas quedan cubiertas de los riesgos por variaciones de precio en el mercado mayorista y, por tanto, su función de decisión no dependerá de la posición neta (compradora o vendedora) de cada empresa. Sin embargo, ante la práctica de pagar CTCs cuando el precio es bajo y de reconocer los denominados “déficit de ingresos” cuando el precio es alto en tarifas de años siguientes, esta cobertura queda relativamente “deshecha” y el efecto de la integración vertical sobre la función de decisión vuelve a aparecer.

No hay ningún análisis académico con evidencia empírica suficiente para concluir que se ha ejercitado poder de mercado en el mercado español desde sus comienzos. Quizás la única excepción sea el trabajo mencionado de Fabra y Toro sobre las guerras de precios que, visto desde la perspectiva de 2005, conduce a pensar que el comportamiento que ha terminado dominando ha sido el de rivalidad y no el de cooperación para coludir (Fabra y Toro, 2004).

Fuera del mundo académico, el Tribunal de Defensa impuso multas (expediente 552/02) a Endesa, Hidroantábrico, Iberdrola y Unión Fenosa por infracciones al artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia por actuaciones en los mercados de restricciones en los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001. Después de un largo proceso, la evidencia apunta a precios de restricciones por encima de costes durante estos tres días. Sin necesidad de entrar en el detalle de los argumentos acerca de las particularidades de la legislación española en cuanto a ofertas de las empresas en los mercados de restricciones, el hecho ha sido que esta regulación ha cambiado recientemente precisamente por los problemas de incentivos que provocaba en las ofertas al mercado. Más recientemente, en el informe CNE se responde a las denuncias de las empresas sobre manipulaciones de precios durante 2004 (Comisión Nacional de Energía, 2005). La CNE sólo encuentra indicios de retiradas de demanda para bajar precios en el mercado diario y de ofertas por encima de costes en los mercados de restricciones (nuevamente antes de que cambiara la regulación de estos mercados) y quizás en el mercado de banda de secundaria. En consecuencia, las principales causas de las conductas observadas parecen estar más relacionadas con los incentivos de una regulación no orientada hacia la creación de rivalidad (CTCs y mercados de restricciones) que con conductas colusivas para alterar los precios.

3.3 Mayor rivalidad

Bajo las condiciones actuales, pese a una estructura muy concentrada tanto en gas como en electricidad, la rivalidad existente en 2005 es probablemente mayor que la de 1998. Las causas de esta mayor rivalidad podrían estar en:

- El papel jugado por el sistema de cobro de los CTCs en las decisiones de las empresas que, pese a sus problemas de incentivos ineficientes e interferencia en los mercados eléctricos, ha roto la posible coalición entre los dos operadores principales. Al cobrar mediante porcentajes fijos, distintos de las cuotas de mercado de los operadores, cada euro de subida de precios beneficiaba a los generadores con una cuota de mercado superior a la de CTCs, pero justo lo contrario ocurría con quien tenía una cuota de mercado inferior a la de los derechos de cobro por CTCs.
- La asimetría de tecnologías en el mercado de producción de energía eléctrica, con un claro dominio en la cartera de un operador de la térmica y del agua. Estas asimetrías, sin duda, pueden haber debilitado la formación de coaliciones en el mercado diario,

aunque, como se acaba de indicar, han sido consideradas en ocasiones como fuente de susceptible ejercicio de poder de mercado unilateral (Comisión Nacional de Energía, 2005).

- La consolidación de los Ciclos Combinados de Gas como tecnología eficiente ha permitido la aparición de agentes en ciertos segmentos relevantes del mercado de gas natural con volumen y presencia suficiente para aportar rivalidad. También la consolidación de un mercado internacional de contado de GNL análogo, aunque todavía mucho menos líquido al de crudo, ha contribuido a diversificar las fuentes de abastecimiento, a que aparezca un coste de oportunidad y a aumentar la rivalidad entre operadores.
- La mayor estocasticidad de la demanda y de la oferta provocada por el aumento de la energía eólica que envía ofertas al mercado o resta demanda. La estocasticidad en la demanda y las diferencias en información y expectativas de producción y precio también han contribuido a aumentar la rivalidad.

3.4 Expectativas desde los mercados de capitales

Desde el punto de vista económico o de los mercados de capitales, la situación de las empresas en España ha sido claramente asimétrica y las previsibles próximas modificaciones regulatorias incrementarán las diferencias relativas actuales. Por ejemplo, la reforma de los CTCs y déficit, los cambios en el régimen retributivo de la distribución, la internalización de los derechos de emisión o los cambios en la configuración de la garantía de potencia, difícilmente podrán neutralizar las diferencias actuales. Es más, previsiblemente las incrementarán.

Estas diferencias, las no deseables, se podrían corregir o ajustar mediante medidas regulatorias de carácter discriminatorio o redistributivo, diferenciando por empresas o tecnologías. Pero también se podrían corregir dejando que las decisiones de accionistas y gestores, en distintas áreas (por ejemplo, en política comercial y de precios) fueran ajustándose en respuesta a la evolución del marco regulatorio.

En el mercado de comercialización, los planes estratégicos que anuncian las distintas empresas determinan objetivos para todos los agentes del mercado que exceden con mucho el 100%. Si Gas Natural pretende adquirir para los próximos años una cuota de mercado (en el mercado minorista) cercana al 10%, Unión Fenosa consolida su 10%, EdP con HC se sitúa en el entorno también del 10% y dejamos otro 10% para nuevos entrantes (Hispaelec, Nexus, Centrica, etc.), quedaría exclusivamente un 60% para repartir entre Endesa e Iberdrola. Actualmente ambas cuentan con más del 75% de los suministros a mercado libre y a tarifa regulada. Puesto que el nivel de integración vertical de las empresas continuará siendo alto, previsiblemente, las presiones para competir vendrán fundamentalmente del

Tabla 3. Las empresas de energía vistas desde los mercados de capitales

	Evolución esperada EBITDA ⁵ 2006/2003	EBITDA 2005 (MG)	Deuda neta 2005 (MG)	Capit. bursatil/deuda neta
Endesa	16%	5.288	16.587	1,086
Iberdrola	32%	3.146	11.233	1,594
Fenosa	20%	1.534	5.547	1,163
Gas natural	53%	1.584	3.217	3,075
Edp	31%	2.133	7.850	1,043

Fuente: JCF España (2005). Outlook. 29 de marzo

mercado minorista y de ahí se trasladarán, sobre todo internamente, a los departamentos de generación de las empresas. Mientras perduren las tarifas reguladas, esta tensión se podría aguantar por el margen obtenido en los mercados cautivos de consumidores a tarifa, tanto en electricidad como en gas, y por la formación de una coalición natural para exigir a la administración el déficit de ingresos. Las empresas competirían, en tal caso, tratando de mantener cuota y reduciendo precios, incluso por debajo de costes. Bajo estas condiciones, los mercados dejarán de ser atacables y la ausencia de márgenes expulsará a posibles nuevos entrantes.

En el mercado de generación, los planes de instalación de nuevos ciclos y el ascenso del régimen especial instalado traerán, como consecuencia de cumplirse, un exceso de capacidad y una fuerte estocasticidad en la curva de oferta, aportada fundamentalmente por la energía eólica. La consecuencia será una mayor volatilidad en el precio y un mayor riesgo para empresas no integradas. Incluso las empresas que no están ni cortas ni largas en el mercado de generación, en términos agregados, con una cuota en posiciones compradoras similar a su cuota en posiciones vendedoras o largas para el conjunto del año, se pueden encontrar con posiciones largas o cortas en muchas de las 8.760 horas de cada año. Si la regulación y las tarifas incorporan asimetrías al distribuir el coste del riesgo, reduciendo el coste de quienes suministran a tarifa, y haciendo recaer una gran parte del riesgo de precio en los nuevos entrantes y en quienes no suministran a tarifa, se mantendrán barreras de entrada difíciles de superar, incluso para cuotas de mercados relativamente bajas.

En definitiva, el cumplimiento de los planes estratégicos y el mantenimiento de las cuotas de mercado que en ellos se anuncian conduce a:

⁵ “Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization”. Es una magnitud financiera equivalente a los *cashflows* brutos. La principal diferencia es que no incluye los pagos relativos al uso del capital fijo o circulante (inventarios, inmuebles, maquinaria, etc.).

- Una rivalidad por las cuotas de mercado, tanto en comercialización como en generación para evitar que el incumplimiento de los planes estratégicos por parte de algunas empresas, que inevitablemente habrá de producirse, suponga un castigo en los mercados financieros y la pérdida de valor en la cotización. Simultáneamente puede implicar también una vuelta hacia las tarifas. Es, por tanto, una fuente de riesgo específico diferente para cada operador tradicional.
- Facilitar la formación de coaliciones entre los operadores tradicionales para mantener barreras de entrada y dificultar el acceso de nuevos entrantes que amenacen el cumplimiento de los planes estratégicos en su conjunto. En este sentido es también una fuente de riesgo sistemático común para todos los operadores tradicionales.

Tabla 4. Principales costes y beneficios para accionistas de mantener el statu quo

Costes	Aumenta el riesgo específico ante la dificultad de cumplir todos los planes estratégicos en cuanto a cuota de mercado	Deja sin respuesta la demanda de algunos núcleos de accionistas	Deja sin respuesta las asimetrías de la regulación y los mercados
Beneficios	Mantiene cierta capacidad de “capturar al regulador” en base al cumplimiento de compromisos pasados	Mantiene la estabilidad en el núcleo de accionistas	Evita los costes de incertidumbre asociados a procesos de cambio estructural o de regulación

Fuente Elaboración propia.

3.5 Estabilidad y movimientos accionariales

Quizás uno de los mayores puntos de atención de la política regulatoria de los últimos años haya sido la constante y, en ocasiones, lenta ordenación de las participaciones accionariales en los grupos eléctricos y gasistas, evitando las participaciones cruzadas en los operadores dominantes. El conjunto de resoluciones de la CNE en cumplimiento de las normas vigentes, obligando a deshacer participaciones hasta perder el derecho a voto en los consejos de más de un operador dominante, cuando la participación directa o indirecta superaba el 5%, ha obligado a movimientos accionariales que han defendido su propiedad. El resultado puede haber sido que el accionariado se haya vuelto más volátil, al resultar más difícil configurar un núcleo estable de capital, al menos de capital español, pero el entrecruzamiento de intereses es hoy menor que al comienzo del proceso de liberalización.

Siguiendo los informes de analistas, la propiedad de las empresas energéticas españolas ofrece a finales de 2005 las siguientes fuentes de inestabilidad:

- El posible deseo del Banco de Santander de ajustar su participación en Fenosa⁶.
- La voluntad de ciertas cajas de ahorro de entrar y consolidar su situación (Caja Madrid en Endesa o Caixa en Gas Natural, Caja Asturias en EdP-Hidrocarbónico).
- La existencia de abundante liquidez en poder de fondos de inversión con mucha movilidad y con vocación de entrar en inversiones energéticas.
- La búsqueda de crecimiento mediante adquisiciones o entradas en el capital de empresas energéticas europeas (E-On, RWE, EdF, ENEL, etc.).

Las demandas de los mercados de capitales resultan de difícil respuesta desde la inmovilidad de la estructura actual, pues cualquier modificación importante en el accionariado llevaría aparejada, muy probablemente, una reordenación de los activos correspondientes.

Aunque no hay evidencia empírica de que se haya ejercido poder de mercado y hoy contamos con mayor rivalidad que hace unos años y con una estructura accionarial de intereses menos interrelacionados, el mercado actual, desde el punto de vista de defensa de la competencia, podría ser la antesala de un período de cooperación o colusión entre los operadores dominantes en electricidad y de seguimiento al líder en el mercado de gas natural. El siguiente capítulo explora el conjunto de medidas regulatorias que podrían evitar estas coaliciones, reforzando la rivalidad y competencia del mercado de electricidad y gas en España.

⁶ A poco de finalizar la edición de este documento, se hizo pública la compra del 22% de Unión Fenosa, propiedad del BSCH, por la constructora ACS a 33 euros la acción, con una prima del 28% sobre la cotización del día anterior.

4. Criterios generales para mejorar la competencia en mercados oligopolistas

Según las consideraciones realizadas en capítulos anteriores, la defensa de la competencia con el fin de acercar los precios a los precios de eficiencia no siempre conduce necesariamente a que sea preferible una estructura con más empresas a otras estructuras con menos. Todo depende de las características institucionales, tecnológicas y económicas de los mercados y de las empresas que componen su oferta.

4.1 Asimetría y rivalidad

Rivalidad implica la ausencia de coaliciones, implícitas o explícitas, para elevar los precios por encima de los precios de eficiencia. Mercados muy desconcentrados casi siempre implican rivalidad, pues resulta casi imposible formar coaliciones para subir los precios y mantenerlas en el tiempo. Tendrían que participar prácticamente todos los agentes del mercado. Pero no siempre mayor (menor) número de agentes implica mayor (menor) rivalidad. Las posibilidades de mantener un comportamiento colusorio, de seguimiento al líder o comportamientos “a lo Cournot”, están influidos por otras características de los mercados, distintas del número de oferentes.

La situación actual de los mercados de gas y electricidad se caracteriza por unas empresas que provienen del antiguo marco regulador que fijaba los precios o tarifas según los costes reconocidos y en el que las diferencias entre empresas –en composición de activos, diferencias en el coste de suministro, etc.– apenas tenían trascendencia porque quedaban amortiguadas en el sistema retributivo. Esto dio lugar a lo que hemos denominado en capítulos anteriores sindicación de riesgos, esto es, a compartir los riesgos del mercados entre todas las empresas, garantizando unas tasas de beneficio similares, con independencia de la composición de sus carteras de contratos de clientes y de generación. Esta sindicación es totalmente contraria a la rivalidad de los mercados. Además de una regulación que fomente la sindicación de riesgos, comentada anteriormente, hay otras características de los mercados actuales que influyen en una mayor o menor rivalidad en la participación de las empresas.

En particular, las características de la composición en tecnologías de cada cartera, la existencia de excesos de capacidad y la diferente posición neta ante cada contrato –compradora

o vendedora— dificulta o facilita la formación de coaliciones a favor de precios de Cournot e incrementa, o reduce, la rivalidad de un mercado.

A. Obligación de suministro exigida a cada suministrador

Los términos de fiabilidad, idoneidad y seguridad en el suministro han adquirido un especial significado en los procesos de liberalización, tanto en EE UU como en Europa y Australia en los años noventa.

Por fiabilidad (*reliability*) entendemos “la característica por la que el funcionamiento de los elementos técnicos de un sistema eléctrico termina en energía suministrada a los consumidores en las condiciones de calidad requerida y cantidad demandada” (Oren, 2004). Por idoneidad se suele entender la capacidad de un sistema eléctrico para que la oferta iguale a la demanda en todo momento. Idoneidad (*adequacy*) es la característica del sistema para eludir las posibles perturbaciones o contingencias que pudieran afectar inesperadamente al suministro (Oren, 2004). La seguridad (*security*) hace referencia en España a la fiabilidad e idoneidad del sistema eléctrico y, por tanto, a la seguridad o garantía de suministro. El sistema regulatorio y el diseño de los mercados deben ser tales que incentiven las inversiones, refuercen y garanticen la idoneidad de los activos de generación y transmisión, tanto en el corto como en el largo plazo. En España la responsabilidad para cumplir con todas estas características recae básicamente sobre los operadores del sistema o gestores de las redes de transporte.

Uno de los indicadores más sencillos pero utilizados de la seguridad de un sistema es el índice o *ratio* de cobertura o margen de reserva, definido como el cociente entre la potencia efectivamente disponible y la punta de demanda de ese sistema. La obligación de hacer cumplir a las empresas que suministran y producen energía eléctrica con la obligación contraída para que exista o esté disponible este margen de reserva, así como la de fijar el porcentaje de potencia disponible que debe estar preparada para generar en las puntas esperadas de demanda, corresponde al operador del sistema. Este margen se suele fijar recurriendo a una metodología que toma como objetivo el dotar al suministro eléctrico de las reservas suficientes para que la probabilidad de que se produzca un corte sea suficientemente baja.

En sistemas más avanzados se identifica en cada suministrador la obligación de aportar un margen de reserva mediante generación propia o contratada o, incluso, mediante interrumpibilidad. Además, el coeficiente de seguridad, asignado e identificado en cada período de mercado entre todos los oferentes, sirve para dificultar políticas de retirada estratégica de capacidad con el fin de aumentar los precios. Cuando existe capacidad instalada y efectivamente disponible que excede las demandas del mercado y estos excesos de capacidad están suficientemente repartidos entre las empresas oferentes, las estrategias de retirar cantidades de la oferta en los mercados de energía para elevar los precios se dificultan considerablemente. Cualquier retirada de capacidad puede ser cubierta por empresas rivales con

capacidad ociosa, siempre que la retribución por capacidad más energía de quien sustituye a la oferta que se retira compense, o resulte superior, a la que obtendría como consecuencia del mayor precio conseguido.

Para que los excesos de capacidad implicados en garantizar el margen de cobertura tengan también esta función de aumentar la rivalidad, deben exigirse no sólo tomando como referencia al sistema en su conjunto, sino a cada empresa, suministradora de energía individualizadamente. La razón es muy simple. Pensemos en que todo el margen de seguridad se concentra en una única empresa de modo que se refuerza el carácter pivotal de esa empresa y el exceso de capacidad deja de promover rivalidad. Si, por el contrario, cada suministrador ajustara su capacidad disponible –propia o contratada– a la demanda de su mercado, este carácter pivotal de la oferta residual estaría siempre repartido, si no su propiedad, sí su disponibilidad.

También contribuye a aumentar la rivalidad el que la nueva capacidad necesaria para mantener el margen de cobertura, como consecuencia de los aumentos de demanda, corresponda a empresas nuevas de manera que las nuevas instalaciones no se integren en las carteras de generación ya existentes.

Un papel similar al margen de cobertura en electricidad lo tiene la capacidad de almacenaje del gas natural tanto en el corto como en el medio plazo. El gas puede almacenarse en los barcos, como GNL antes de su descarga, en los tanques de la planta de licuefacción o en almacenamientos –por lo general subterráneos– conectados a la red de transmisión de gas. La rivalidad mejora si existe capacidad para almacenar en exceso y si esta capacidad –o su disponibilidad– está suficientemente repartida.

B. Combinación de tecnologías (hidráulica y térmica)

Uno de los resultados más interesantes que se puede extraer de los recientes trabajos de Economía Industrial sobre los mercados de energía es el que se refiere a las diferencias entre la explotación en los mercados de generación de centrales térmicas y centrales hidráulicas. Crampes y Moreaux destacan el carácter dinámico que el agua impone en los equilibrios de los mercados eléctricos (Crampes y Moreaux, 2001). El agua puede almacenarse y transformarse en energía eléctrica de acuerdo a una senda de optimización dinámica que, en el caso de embalses interanuales, tendrá un horizonte temporal superior al año. Si el agua se combina en el mercado con otras tecnologías marginales (térmica), la optimización de beneficios conduce a equilibrios en los que, en teoría, los precios de cada período se igualan y, en competencia, convergen hacia los costes marginales de las tecnologías térmicas en el largo plazo. Tanto en mercados con competencia como en mercados concentrados, si tenemos en cuenta el coste oportunidad del agua, los costes marginales se igualan al valor presente de las rentas marginales futuras esperadas por las empresas que ofertan en el mercado –suma del efecto precio y del efecto cantidad aplicado a la cartera total que ofertan– (Ocaña y Romero, 1998). En este caso el agua puede desplazarse de unos períodos a otros en función

de los efectos esperados sobre la cartera total. Si hay competencia, estos efectos dependen de las expectativas de precio que tengan los agentes que gestionan la potencia hidráulica y, si no la hay, de los efectos sobre los ingresos de retirar cantidades de unos periodos para volcarla en otros.

Precisamente Bushnell demuestra que en sistemas hidrotérmicos que combinan centrales hidráulicas con centrales térmicas la tendencia del agua en carteras de generación que combinan ambas tecnologías puede desplazarse hacia periodos de valle, precisamente para elevar los precios en periodos de pico y hacer máximos los beneficios esperados (Bushnell, 2003). Estas estrategias pueden resultar más probables con carteras perfectamente simétricas, en cuanto a la composición por tecnologías marginales⁷.

Si un competidor con una cartera básicamente hidráulica compite con otro o con otros competidores con carteras predominantemente térmicas, los mayores ingresos que provocaría mover el agua hacia los periodos valle irían a sus competidores y esta estrategia dejaría de ser interesante para él. En este caso, la asimetría en la composición de las carteras de generación incrementaría la rivalidad y la competencia en el mercado. En otras ocasiones, sin embargo, es la homogeneidad en el reparto de la combinación de tecnologías lo que incrementa la rivalidad. Por ejemplo, cuando se produce un reparto de tecnologías susceptibles de ser utilizadas en la modulación en tiempo real entre varios operadores, evitando ser un oferente pivotal en este tipo de mercados, por ejemplo, en mercados de banda de secundaria.

En definitiva, sólo mediante el análisis caso a caso, acercándose mediante simulaciones que parametricen un sistema eléctrico a las funciones de decisión de cada grupo empresarial, de acuerdo con sus características y tecnologías, se pueden extraer conclusiones fundadas sobre la composición de la cartera con más potencial para incentivar comportamientos de competencia y rivalidad.

C. Diferencias en la posición neta, corta o larga, en los mercados de generación

La función de decisión de los grupos empresariales que participan en los mercados de energía es una función de decisión que tiene en cuenta la cartera completa del grupo, aunque una parte de esa cartera –los contratos de generación– esté en el balance de una empresa, y otra –los contratos de suministro– en el de otra, en la comercializadora (Kühn y Machado, 2004). En este sentido, un mercado de generación con pocas empresas ofertando y con una integración vertical, tendrá más rivalidad si la posición de unas empresas es compradora y la de otras vendedora que un mercado donde la posición neta

⁷ Se denominan así las tecnologías capaces de competir en el segmento de la curva de oferta donde es probable el cruce con la de demanda. Básicamente estas tecnologías son el agua, la térmica de fuel y los ciclos combinados, según las horas y las condiciones de hidraulicidad existentes.

es del mismo lado para todos los operadores dominantes. Una posición neta larga o vendedora en generación facilitará la coalición para aumentar el precio. Una posición neta corta o compradora puede facilitar las coaliciones para precios bajos, en contra de la oferta. Unas posiciones cortas y largas distribuidas entre los grupos empresariales verticalmente integrados que participan en el mercado dificultan la formación de estas coaliciones y facilitan la rivalidad.

4.2 Atacabilidad

La atacabilidad en un mercado se caracteriza por la ausencia de barreras de entrada que protejan a quienes ya operan en ese mercado. Los costes de entrada y salida son la expresión económica de estas barreras. La eliminación de las barreras de entrada no garantiza por sí sola cambios en la estructura sectorial, pero influye en el comportamiento de los operadores dominantes. En energía, el tamaño ya constituye una importante barrera de entrada. No resulta fácil comenzar a operar en un mercado ganando gradualmente tamaño, mientras se compete con los oligopolios existentes. Las ventajas del volumen son indudables en los mercados de energía. Por ejemplo, en los costes derivados de la gestión de desvíos cuando se permiten ofertas agregadas en cartera, como ocurre con el régimen especial, o cuando el desvío se calcula para el conjunto de una zona de regulación, en el caso del régimen ordinario. También en el acceso a mercados internacionales de energías primarias hay una clara ventaja en el volumen. Sin embargo, la existencia de empresas con volumen –operadores dominantes– no debe significar que no se sientan amenazadas por un tejido suficientemente amplio y estable de nuevos entrantes y de empresas de menor tamaño pero instaladas y consolidadas en el mercado.

En los mercados minoristas, además de las economías que proporcionan el volumen para la gestión de desvíos en la compra, la información sobre el comportamiento histórico de los consumidores –perfiles de carga por tipo consumo y zona geográfica–, así como la estimación de curvas de carga de los suministros contratados, según su información histórica, para hacer mínimo el riesgo de volumen, necesitan de un manejo de información, de modo que cuantos más datos contenga, menor será su margen de error. Esta información, tradicionalmente en poder de las empresas que ya estaban en el mercado, constituye una barrera de entrada considerable en los mercados minoristas de suministro.

En particular, se pueden señalar las siguientes barreras de entrada actuales en los mercados mayoristas:

- Lentitud y atasco en los procesos de autorización administrativa, por ejemplo, en la tramitación de la declaración de impacto ambiental o en la diversidad de administraciones con las que hay que tratar.

- Indefinición en procedimientos de operación respecto a condiciones de gestión de plantas o instalaciones no integradas en carteras de generación.
- Dificultad de gestión de una central sin cartera de contratos de venta a consumidores finales (sin integración vertical).
- Ausencia de contratos a plazo para una adecuada gestión de riesgos.

También en los mercados minoristas o al por menor, los de comercialización, existen barreras de entrada (CNE, 2004), por ejemplo:

- Asimetrías de información con comercializadores del distribuidor.
- Exigencia de cumplimiento estricto de regulación en caso de cambiar de suministrador.
- Ausencia de procedimientos y contratos estandarizados para cambio de suministrador.

4.3 Transparencia y visibilidad

En cualquier mercado eléctrico es prácticamente imposible, por las características de funcionamiento de las redes de transmisión y por la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica, encontrar una estructura que garantice un comportamiento de competencia y que no requiera una vigilancia o seguimiento de las ofertas de las empresas. La crisis de California evidenció la poca efectividad de los indicadores estructurales, tipo cuota de mercado o índice de Hérfindahl. A partir de ahí, y en estos últimos años, el mundo académico y las instituciones de competencia han preferido dirigir su atención hacia el control y seguimiento de comportamientos y no hacia el control de estructuras concentradas (Newbery *et al.*, 2004, y Wolak, 2004).

Una de las mayores dificultades en el control de comportamientos es separar las elevaciones de precio respecto de los costes marginales que se observan, los cuales se deben a ejercicio de poder de mercado de aquellas que representan señales correctas de la demanda, motivadas por la escasez de la oferta. La eficiencia productiva siempre requiere que precios y costes marginales se igualen, pero la eficiencia asignativa, si hay restricciones de capacidad, implica que la energía se suministre a quien más la valora y, por lo general, a precios muy por encima de costes. Las violaciones tanto de una como de otra eficiencia implican costes indeseables desde la perspectiva del bienestar social y del despilfarro de recursos.

Ya hemos mencionado, con carácter general, que el sector eléctrico tiene una serie de características que, incluso ante estructuras muy desconcentradas, hace imprescindible el control *a posteriori* de comportamientos.

- Siempre suele existir poder de mercado local –según mercados geográficos– en determinados puntos de la red de transmisión.
- En momentos en que la demanda se acerca a los límites de capacidad instalada, la eficiencia asignativa –el ajuste entre oferta y demanda– provoca subidas de precio difíciles de separar de comportamientos estratégicos en ejercicio de poder de mercado.
- En determinados mercados, por ejemplo, en los servicios auxiliares, como restricciones, banda de reserva, compensación de reactiva, etc., es muy difícil conseguir el exceso de oferta necesario para garantizar la competencia.
- Suelen existir vínculos de propiedad entre empresas en competencia y entre empresas titulares de redes reguladas.

En consecuencia, por lo general, se ha defendido la existencia de organismos e instituciones de control o monitoreo del comportamiento no competitivo en los mercados de energía. El seguimiento se hace para evitar que el poder de mercado pueda desembocar en elevaciones de precios mantenidas en el tiempo que pongan en peligro, incluso, la viabilidad de ciertas empresas y la garantía de suministro. Este tipo de movimientos sostenidos de precio son los que se pueden evitar mediante instituciones de seguimiento y control.

En España, un órgano de seguimiento del comportamiento empresarial puede situarse en la CNE, que tiene el encargo de controlar comportamientos tanto en el mercado mayorista como en el minorista y en los de servicios auxiliares.

La vigilancia de comportamientos en el mercado mayorista debe ejercerse:

- Sobre los precios medios durante períodos de tiempo más o menos largos.
- Sobre todo tipos de mercados: capacidad, a plazo, diarios, intradiarios y de regulación.
- Sobre posibles retiradas de cantidad.
- Sobre comportamientos en las ofertas y, principalmente, en las ofertas de los grupos empresariales dominantes.

En el mercado minorista se debe vigilar:

- El uso discriminado de información por empresas integradas con distribuidores regulados.
- La existencia de discriminación en los costes de cambio de comercializador, siendo distintos según que el comercializador esté vinculado o no al grupo empresarial de la empresa distribuidora.

- La imposición de cláusulas contractuales abusivas sobre duración o asunción de riesgos en los contratos de suministro.

En cuanto a las prácticas comerciales de las empresas comercializadoras, los organismos encargados del control de comportamientos deben tener capacidad para promover actuaciones rápidas que, sin producir indefensión, permitan corregir los problemas en cuanto se detecten. Esta capacidad no implica necesariamente estar estrechamente relacionada o situada en los organismos que tienen potestad sancionadora. Por ejemplo, en muchos casos, simplemente el anuncio de comienzo de un proceso de investigación, y su publicidad en los mercados de valores, siguiendo la legislación específica relativa a los hechos relevantes a efectos de estos mercados, puede resultar suficiente para disuadir o modificar comportamientos (Newbery *et al.*, 2004). Por último, estos organismos deben tener capacidad para, en todo caso:

- Exigir periódicamente y con el formato adecuado la contabilidad regulatoria imprescindible para la supervisión de comportamientos.
- Iniciar, y en su caso terminar, los procedimientos sancionadores, como exigencia de *price caps*, necesarios para evitar el sostenimiento en el tiempo de comportamientos no competitivos.

5. Medidas regulatorias y otras soluciones para aumentar competencia

Este capítulo desarrolla los criterios generales que se han descrito en el capítulo anterior anterior para los mercados relevantes de gas natural y electricidad y enumera un conjunto de medidas orientadas a mejorar la rivalidad y competencia de los mercados de energía.

5.1 Tres mejor que dos..., pero ¿peor que cuatro?

En el caso de la compra de HC por UEF probablemente se perdió una buena oportunidad para reflexionar sobre la relación entre estructura, rivalidad y competencia en nuestros mercados de energía. La operación se planteó muy poco tiempo después de que se iniciara el proceso de liberalización de los mercados de electricidad y gas en España y de que se constituyera la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. En el caso de Endesa e Iberdrola, se inició esta reflexión y se dirigió a considerar un límite de capacidad instalada como frontera entre estructuras susceptibles de provocar competencia y estructuras que promovían el ejercicio del poder de mercado.

El informe del Tribunal asumía, mediante un razonamiento quizás excesivamente simple, que las asimetrías entre empresas respecto a las tecnologías de generación, el nivel de amortización de los activos y sus emplazamientos provocan siempre ventajas que favorecen a un líder frente a los demás, y que la rivalidad se fortalece mediante una aproximación de todos los operadores a los valores sectoriales medios.

Una de las conclusiones del análisis sobre las condiciones por las cuales resulta posible aumentar la rivalidad en una estructura concentrada es que se deben evitar ventajas comparativas que consoliden un papel de liderazgo en las ofertas a los mercados. Y esto no siempre implica una aproximación a las medias sectoriales. Esta afirmación, que se ha explicado en capítulos anteriores, resulta evidente en lo que afecta a la posición neta –compradora o vendedora– en los mercados, puesto que, necesariamente y por definición, el valor medio siempre se acerca a la posición equilibrada o de cobertura entre compras y ventas o, en terminología financiera, entre posiciones abiertas cortas y largas. Una aproximación a la

media de los operadores dominantes puede no ser la mejor estrategia para promover rivalidad⁸.

Las asimetrías principales que garantizarían rivalidad entre operadores dominantes son:

- Mantener posiciones netas en los mercados mayoristas diferentes para cada grupo empresarial. Por ejemplo, con tres grupos de similar potencia económica, probablemente un grupo largo, otro corto y otro equilibrado se favorece la rivalidad más que con tres grupos perfectamente cubiertos. Los contratos entre ellos, según expectativas y valoración de riesgos, garantizarían una asignación eficiente frente a la integración vertical perfecta. Y, por lo que aquí nos interesa, dificultarían las coaliciones para mover los precios en una única dirección.
- Según los modelos referidos a la gestión del agua, cuando las centrales hidráulicas se encuentran en la cartera de generación de un mercado eléctrico en combinación con centrales térmicas, la mayor rivalidad se consigue mediante carteras por empresa o grupo de empresas que dificulten la formación de coaliciones entre operadores dominantes. La posible formación de coaliciones requiere un análisis caso a caso de las combinaciones de tecnologías existentes y de los diseños y características institucionales de cada mercado. Por ejemplo, una combinación de tecnologías térmicas e hidráulicas en una misma cartera puede incentivar, incluso unilateralmente, estrategias para desplazar agua hacia unos períodos, aumentando los precios en otros y maximizando así los ingresos. Si empresas rivales tienen una combinación análoga de tecnologías, esta estrategia resulta interesante simultáneamente para todos los operadores dominantes y definiría un equilibrio estable y una ausencia de rivalidad.
- La sindicación de riesgos comerciales y de precio que aporta el proceso de liquidación conjunta y las tarifas integrales únicas deberían dar paso a precios de suministro a clientes finales según las características de cada contrato, incluyendo en los precios los costes por riesgos de precio y volumen, así como sus correspondientes primas. Además de aportar eficiencia a los intercambios y reasignaciones de riesgo, de esta manera se incorporaría rivalidad a los mercados. Este objetivo se puede conseguir mediante unas tarifas fijas para varios años, idénticas a las actuales, que incluyan todos los costes medios de generar, distribuir y transportar, más una prima de riesgo por asegurar los volúmenes consumidos hasta un límite, determinado por el límite de potencia contratada, a un precio. Al incluir la prima de riesgo por variaciones de precio, estos riesgos, en las tarifas, quedan siempre situados en el suministrador y, por tanto, implican un tope máximo y no hacen necesario

⁸ Si, en un mercado con cuatro grupos dominantes, cada grupo iguala su oferta con su demanda en el mercado mayorista, el nivel de rivalidad esperado será menor que si hubiera dos grupos con posición neta vendedora y dos con posición neta compradora. Sus intereses serían, en este último caso, diferentes, y la formación y sostenimiento de coaliciones para alterar los precios en el mercado mayorista más difícil.

Tabla 5. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (rivalidad)

Cambios normativos	Elevación de tarifas añadiendo a los costes del mercado una prima de riesgo para dejar hueco a nuevos comercializadores. Cambiar los procesos de liquidación para eliminar sindicación de riesgos y para que los mercados liquiden según las posiciones netas en cada contrato de cada grupo empresarial. Creación de mercados de capacidad a partir de una obligación individualizada de cumplir con la obligación por garantía de suministro.
Otros remedios	Que las carteras de centrales de generación resultantes de cualquier fusión o adquisición, en cuanto a tecnologías, se analicen caso a caso desde la perspectiva de su fomento a la rivalidad. Que las posiciones netas en los mercados, compradoras o vendedoras, entre los operadores dominantes sean diferentes.

Fuente: Elaboración propia.

ni actualizar tarifas por cambios en los precios, ni hacer, por parte de las autoridades regulatorias, una previsión anual de precios en los mercados mayoristas. Si las tarifas recogen adecuadamente todos estos costes, como ha ocurrido con las de gas natural en estos últimos años, dejarán hueco para que sean las ofertas en los mercados libres las que desplacen a las tarifas integrales, simplemente por la disminución y adaptación de los costes del riesgo que aporten los nuevos comercializadores y que se distribuyan entre ellos y los consumidores. De esta manera, sin alterar la identidad jurídica de las tarifas es posible ir sustituyéndolas por los precios de mercado y, así, poner fin a las liquidaciones conjuntas, los repartos de costes y los mecanismos de cobertura colectiva de riesgos, como los CTCs y los déficit de ingresos.

- Los mercados mayoristas deberían liquidar, según las posiciones netas de cada grupo empresarial, en cada contrato o en cada periodo de mercado. Compras o ventas de un mismo contrato o casaciones en un mismo mercado y referidas a un mismo período horario deberían “netearse” y, por tanto, independizarse en la práctica del precio del mercado. Son los precios de mercados los que deben condicionar a los precios internos de transferencia, no al revés.

5.2 Subastas de capacidad virtual

Probablemente la forma más eficaz de conseguir el objetivo de limitar cuotas de mercado y facilitar la aparición de nuevos entrantes sean las subastas de capacidad virtuales o las subastas de plantas de capacidad virtual.

Las plantas de capacidad virtual –*Virtual Power Plants* o *VPPs*– fueron propuestas por primera vez, como medidas para mitigar poder de mercado y facilitar la aparición de nuevos entrantes, en Alberta (Canadá) a finales de los años noventa. Este fue su nacimiento intelectual. Su aplicación práctica, sin embargo, hay que situarla en Europa y referirla a las condiciones impuestas por la Comisión para aceptar la compra de EnBW, una de las principales eléctricas alemanas, por EDF en el año 2001. La Comisión obligó a la eléctrica francesa a poner en subasta 6.000 MW de VPPs en los tres años siguientes. En España, esta figura también goza de una cierta tradición. En la Ley 36/2003, de medidas de reforma económica, ya se definieron para poder utilizarse en los mercados eléctricos, aunque no llegaron a aplicarse. También la subasta del 25% del contrato para suministro de gas proveniente de Argelia, que se realizó en 2001, puede considerarse como una VPP, en este caso aplicada al gas natural. Sin transferir la propiedad del contrato, que siguió bajo la titularidad de Gas Natural, se cedió el derecho a utilizar cierta capacidad de gas natural y la gestión del mismo.

Estrictamente, una VPP es un derecho –aunque no una obligación– a disponer de una cantidad de energía puesta en la red de transporte para venderla, exportarla o utilizarla, a cambio de un precio explícito y determinado por cada MWh utilizado y de una prima que se paga de una sola vez, o mediante alícuotas, al principio del contrato o de cada mes de vigencia del derecho. Así definida, una VPP es como una central de generación con una cierta potencia eléctrica (que es el límite de energía horaria de la que puede disponer el que adquiere la VPP), pero con la ventaja de que la central está siempre disponible y no se avería nunca. Es responsabilidad del vendedor, bajo cualquier circunstancia, salvo fuerza mayor, poner en la red de alta tensión un volumen de energía igual al nominado y, en cada hora, nunca superior a la potencia del contrato. Por eso se dice que es virtual, porque la energía que se nombra no se refiere a una central determinada, ni tan siquiera a una tecnología, sino que es una energía volcada a la red por cualquier central o por un conjunto de centrales.

La asignación o solución de la subasta de estas plantas o derechos se hace por las primas que ofertan las empresas que quieren adquirir VPPs. Una característica importante, por su dificultad, al iniciar o convocar las subastas es definir los precios de ejercicio de cada contrato, pues deberán considerar las expectativas sobre el futuro y adaptarse a la curva *forward* de mercado. De esta manera, la prima que cada participante en la subasta oferte por la VPP de cada mes o por la VPP de un conjunto de meses resulta sencilla de calcular. Si, por el contrario, los precios de ejercicio se establecen sin seguir la curva *forward*⁹ del mercado (por ejemplo se ponen todos iguales), las primas a ofertar por cada contrato VPP deberán adaptarse a las expectativas de precios o darán oportunidades inmediatas de arbitraje.

Una vez adjudicada la subasta, cualquier alteración de precios posterior a la transmisión de este derecho, ya no puede ni favorecer ni perjudicar al vendedor de capacidad. La

⁹ Esta curva representa en cada momento la cotización de la energía a futuro, esto es, en entregas a 1,2 o 3 meses e incluso un año a contar desde el momento presente.

Tabla 6. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (subastas de capacidad virtual)

Cambios normativos	Eliminar barreras de entrada para facilitar la aparición de un tejido empresarial de nuevos comercializadores capaz de absorber la energía puesta en el mercado por las subastas virtuales. Eliminar ineficiencias o costes excesivos en las garantías depositadas en los mercados. Regular el acceso a la información histórica en condiciones de igualdad. Permitir la responsabilidad en cascada de medidas y desvíos para facilitar que los nuevos comercializadores puedan agregar desvíos y disminuir sus costes.
---------------------------	--

Otros remedios	Aprobación de un plan de subastas de capacidad virtual.
-----------------------	---

Fuente: Elaboración propia.

subasta de VPPs mitiga el poder de mercado potencial y elimina el posible interés del vendedor en manipular los precios de contado en su beneficio. Además, consigue mitigar el poder de mercado sin alterar la propiedad de las centrales, sin modificar la titularidad de los activos en el balance de las compañías y sin cambiar el valor en riesgo de la cartera de generación a largo plazo.

Su principal inconveniente, no obstante, es que si no existe un tejido empresarial de comercializadores o consumidores capaces de utilizar la energía de las VPPs (comercializándola, exportándola o consumiéndola), ésta acabará en manos de los suministradores de siempre; normalmente, si la industria tiene integración vertical, los mismos que vendieron las VPPs en la subasta y, en tal caso, más que mitigar el poder de mercado se habrá trasladado el incentivo a utilizarlo hacia los mercados de suministro a consumidores finales.

5.3 Mercados de capacidad y seguridad de suministro

Además de la asimetría en la composición de las carteras de generación, una obligación individualizada de suministro, identificando la responsabilidad de su cumplimiento en el comercializador o suministrador último, y un mercado de capacidad que retribuya la capacidad (hidráulica, térmica, etc.) efectivamente disponible en periodos de pico, cuando más se necesite desde la perspectiva de la seguridad del sistema, contribuirían también a mitigar los incentivos a una utilización estratégica de las tecnologías. El mercado de capacidad se cierra penalizando fuertemente la falta de disponibilidad en esos periodos en los que cualquier tecnología estuviera ofreciendo cobertura a la obligación de garantía de suministro.

Una de las condiciones que aumenta la rivalidad entre operadores dominantes es que exista exceso de capacidad instalada en electricidad y de contratos de suministro, y capacidad de

almacenaje por encima de las reservas legales en gas natural sobre las puntas esperadas de demanda. Estos excesos son imprescindibles para dotar de seguridad al suministro de energía. Pero para que, además, incrementen la rivalidad es imprescindible que se encuentren debidamente individualizados y repartidos, lo que ocurre necesariamente al individualizar la obligación de cumplir con el coeficiente de seguridad o *ratio* entre capacidad disponible y punta esperada de la demanda y al dificultar la formación de coaliciones con el fin de retirar capacidad y elevar precios.

En España, la capacidad disponible se retribuye mediante un cobro por garantía de potencia regulado y aportado por todos los consumidores de energía según sus perfiles de consumo y potencia contratada. La retribución actual de garantía de potencia en España presenta los siguientes problemas:

- No varía según varía el índice de cobertura. De hecho estos últimos años se ha observado cómo el índice de cobertura bajaba y, simultáneamente, cada año el RD de Tarifas disminuía el pago por garantía de potencia.
- No identifica la obligación de suministro en los agentes suministradores. El generador que tenga capacidad disponible cobra garantía de potencia, pero no existe obligación de cada suministrador de cumplir con una obligación de suministro que respete el índice de cobertura o seguridad determinado por el operador del sistema.
- No tiene en cuenta la disponibilidad real. Los pagos de garantía de potencia se hacen según la potencia nominal y las horas de funcionamiento en que se ha estado disponible (se han enviado ofertas y han sido casadas en el mercado mayorista). La disponibilidad real de instalaciones que no entran en la casación diaria, aunque aportan seguridad, no influyen en los cobros por garantía de potencia. Una central vieja y una nueva cobran lo mismo. Una central cuidada y bien mantenida cobra lo mismo que una descuidada.
- Incentiva como mucho la disponibilidad, pero no las nuevas inversiones. El pago por garantía de potencia tiene una incertidumbre muy fuerte para los plazos de tiempo en que cualquier central se amortiza.

En gas natural, la capacidad de almacenamiento del sistema es muy baja. Además del almacenamiento en plantas de regasificación, sólo existen dos almacenamientos subterráneos, el de Gaviotas y el de Serrablo. Los principales problemas actuales son:

- No existe un régimen jurídico y de propiedad claro que elimine las incertidumbres que impiden prever las tasas de retorno de inversiones en este tipo de instalaciones.
- No existe una señal de precios que recoja la escasez y abundancia de gas en el corto plazo y marque los costes de oportunidad de almacenar o soltar gas, imprescindible para incentivar inversiones.

Un sistema de retribución adecuado debe combinar el objetivo de seguridad de suministro con el de rivalidad de las empresas y, además, solucionar los problemas de incentivos que se acaban de mencionar; sobre todo, debe identificar responsabilidades, costes y beneficios de manera clara e individual entre los agentes del mercado.

Mercados de capacidad como los que están funcionando en los mercados de la costa este de EE UU cumplen las características anteriores¹⁰. Podría estudiarse la posibilidad de implantar en España un mercado de capacidad sin necesidad de cambios en la Ley, puesto que su pre-

Tabla 7. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia: (seguridad de suministro)

Cambios normativos	Definición de la disponibilidad efectiva según tecnologías y años de puesta en funcionamiento. Regular la publicidad de previsiones acerca de las puntas de demanda a corto y largo plazo por el operador del sistema. Autorización al operador del sistema para convocar subastas de capacidad si estima insuficiente la comprometida a futuro. Participación voluntaria de la demanda en los objetivos de seguridad de suministro. Creación de una obligación de suministro por comercializador. Definición un régimen jurídico claro para los derechos de explotación de almacenes de gas natural. Gestión independiente de estos derechos. Intervención del operador del sistema, adquiriendo capacidad o gas, para facilitar el cumplimiento de la seguridad de suministro.
Otros remedios	Exigir planes de inversión de nuevas centrales o intercambios de activos. Adaptar subastas de capacidad virtual o real al cumplimiento de la obligación de suministro. En Europa, a veces, para autorizar fusiones o adquisiciones, se exigen inversiones en líneas de interconexión o puesta a disposición de terceros de cierta capacidad de uso de las interconexiones cuando está ya asignada. En España podría condicionarse la autorización a no utilizar esta capacidad. Firmar contratos a plazo para cubrir obligaciones de suministro en caso de operadores dominantes cortos en generación. Se puede obligar a ceder la gestión de cierta capacidad de almacenamiento en gas en beneficio de terceros.

Fuente Elaboración propia.

¹⁰ Estos mercados son especialmente recomendables para situaciones en las que es necesario un esfuerzo inversor para cubrir incrementos de demanda fuertes y el *mix* buscado de tecnologías requiere inversiones unitarias privadas de tamaño medio (no nucleares, ni grandes hidráulicas). Sus principales críticas se han referido a la incapacidad para asegurar el suministro cuando en sistemas muy interconectados el precio exterior superaba el precio interno. El que España no tenga los niveles de interconexión de PJM, y un sistema adecuado de penalizaciones por indisponibilidad cuando previamente se hubiera asignado una central al cumplimiento de la obligación de suministro de un comercializador determinado, contrarrestan estas críticas más que suficientemente.

paración puede hacerse desde normas de menor rango normativo. La penalización por indisponibilidades, la definición correcta de cómo determinar la disponibilidad efectiva por tecnologías, y la información sobre puntas esperadas de demanda por puntos de consumo a corto y largo plazo resultan indispensables para un buen funcionamiento de mercados de capacidad. Todas estas medidas pueden ponerse en marcha sin necesidad de que una ley defina la obligación de suministro individualizada para quienes tengan contratado el suministro por puntos de consumo. Este sería el último paso a dar.

5.4 Barreras de entrada relacionadas con la información

Gran parte de las medidas propuestas en apartados anteriores puede considerarse orientada a la eliminación de barreras de entrada. Una de las fuentes de costes diferenciales mayores para

Tabla 8. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (barreras de entrada)

Cambios normativos	<p>Simplificar procedimientos administrativos y discriminación positiva a favor de nuevos entrantes. Por ejemplo, exigiendo una garantía progresiva sobre los proyectos de generación en trámite de autorización.</p> <p>Eliminar discriminaciones entre diferentes formas de contratación.</p> <p>Crear las condiciones para el coste de los avales necesarios para que la participación de nuevos entrantes en los mercados físicos y financieros sea proporcionada.</p> <p>Evitar el monopolio en servicios de medición. Creación de bases públicas de información sobre los datos históricos por punto de suministro. Hacer públicas las previsiones de demanda, puntas de demanda, composición geográfica de la demanda, producción eólica, etc.</p> <p>Crear una agencia de control de la información necesaria para facilitar el <i>switching</i> y el suministro de la información histórica en poder del distribuidor a todos los comercializadores</p> <p>Extender a los nuevos comercializadores de la posibilidad de ofrecer servicios de medición debidamente homologados.</p> <p>Permitir que los servicios de medida sean aportados por entidades distintas de los distribuidores, aunque bajo las condiciones estipuladas por el responsable último de las medidas, el operador del sistema.</p>
Otros remedios	<p>Dar publicidad a información sobre consumos en puntos de suministro agrupada geográficamente y por actividades económicas.</p> <p>Ceder puntos de conexión y emplazamientos para nueva generación.</p> <p>Separar y externalizar servicios de medición de las distribuidoras y contratación con terceros independientes.</p> <p>Poner la información a disposición de todos los agentes de manera pública y simétrica.</p> <p>Obligar a cumplir un plan para instalar determinados tipos de contadores con cargo a las empresas solicitantes de autorización.</p>

Fuente: Elaboración propia.

nuevos entrantes es el acceso a la información, histórica y en tiempo real, que afecta a las pautas de comportamiento de productores y consumidores de electricidad. A continuación se mencionan aquellas barreras relacionadas con la información en poder de los grupos dominantes y que provienen, básicamente, de controlar los servicios de distribución y medición.

5.5 Mercados de contado y de servicios complementarios

Los mercados de contado (prácticamente tiempo real en gas) y de servicios auxiliares o complementarios en electricidad son clave para mantener la rivalidad. Son los mercados los que definen la diferencia entre contratos libres y obligaciones o penalizaciones impuestos por la operación del sistema. En concreto, estos mercados definen las penalizaciones por incumplimiento de contratos de mercados anteriores o de las normas de seguridad o funcionamiento que impone el operador del sistema. El diseño de estos mercados puede facilitar o entorpecer la rivalidad en los mercados anteriores. Unos desvíos no correctamente identificados o valorados pueden desincentivar la rivalidad. Unos mercados que impidan ajustes de última hora, repartiendo los costes de imprevisiones entre todos, dejan de premiar a quien tenga comportamientos eficientes y dificultan la rivalidad económica.

5.6 Separación de riesgos entre negocios regulados y negocios en competencia

La separación legal entre actividades en competencia y actividades reguladas es una separación exclusivamente de personalidad jurídica, pero se mantiene la propiedad conjunta de las sociedades que realizan estas actividades.

Tabla 9. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (mercados de servicios auxiliares)

Cambios normativos	<p>Abrir la posibilidad para la demanda de participar, bajo condiciones favorables, en los mercados de última hora, lo que aportaría elasticidad a estos mercados (mediante ofertas de energía a bajar). El precio del desvío debería ser distinto según el mismo actuase a favor o en contra del desvío global del sistema en cada momento.</p> <p>Definir las zonas de regulación para el equilibrio potencia/frecuencia (equilibrio oferta/demanda) con límites físicos y que permitan una responsabilidad en cascada de los costes de los desvíos y de las medidas.</p> <p>Los OS deberían contar con incentivos económicos para una gestión técnica y eficiente del sistema. El OS debería poder contratar a plazo el suministro de capacidad para los mercados y regulación y servicios de reservas.</p>
---------------------------	--

Fuente: Elaboración propia.

El cruce de riesgos entre actividades ha constituido uno de los elementos centrales de la regulación en estos últimos años. En particular fue el eje central de las argumentaciones de la CNE en el caso de la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola.

Las autorizaciones a la Red Eléctrica de España (REE) para invertir en actividades fuera de España o, dentro de España, en actividades no reguladas fueron el origen de esta doctrina.

Posteriormente se extendió al análisis de la OPA de Iberdrola por Gas Natural¹¹, junto a la imposibilidad de levantar el velo empresarial y controlar el cumplimiento de las condiciones impuestas en materia de garantía y afianzamiento de los riesgos asociados a las actividades reguladas que, para los mercados financieros, no dejaban de ser riesgo-empresa.

La función decimocuarta de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, habilita a la Comisión para autorizar las participaciones de sociedades que realicen actividades reguladas en cualquier otra entidad y coarta su capacidad de obrar por razones que la Ley identifica como “riesgos significativos y efectos negativos directos e indirectos sobre las actividades reguladas”.

Los problemas que encontraba la CNE para autorizar la OPA mencionada fueron:

- Peligro en el desarrollo de inversiones en sectores regulados. El plan de inversiones previo a la OPA de las dos compañías se pondría en peligro por las necesidades financieras de la propia operación.
- Riesgos cruzados. Financiación de actividades en competencia, incluso de la propia operación, mediante deuda emitida que afecta a las empresas reguladas.
- Transferencias de rentas. Los excesos de renta en la retribución de la red de distribución de gas asociados a la necesidad de continuar invirtiendo se destinan a la compra de títulos de IB.
- La imposición de condiciones en una OPA resulta inútil por el carácter irreversible de la operación.

Lo más interesante de esta Resolución de la CNE es que realiza una profunda exploración en el mundo de las condiciones asociadas a la propia autorización, aunque no desde una perspectiva de competencia. La capacidad de autocumplimiento de las condiciones, dada la irreversibilidad de la autorización, constituye uno de los ejes centrales de la argumentación que desarrolla la CNE y de los dos votos particulares que la acompañan.

¹¹ Véase Comisión Nacional de la Energía (2003).

Esta es una doctrina que debería aclararse y modificarse o desarrollarse cuanto antes. Si, siguiendo la resolución de la OPA de GN sobre Iberdrola, se entiende que existe riesgo significativo, siempre que las inversiones en actividades reguladas queden respaldadas por el mismo balance que respalda actividades en competencia, la financiación de unas y otras actividades debería separarse. En consecuencia, no sería suficiente la separación jurídica dentro de un mismo grupo cuyo balance es el que soporta los riesgos de todas las actividades. Sería necesaria la separación de propiedad, con sociedades de propiedad diferente para cada tipo de actividad, o de riesgos, identificando los bienes y derechos de las actividades reguladas en vehículos financieros con un balance distinto a aquél donde se sitúan los riesgos de las actividades en competencia.

Una separación radical de riesgos parece que va más allá de la exigida por la legislación actual y, en todo caso, impone modificaciones corporativas que deberían exigirse más por normas de cumplimiento general que por la vía de condiciones para un proceso de concentración.

6. Conclusiones: resumen de posibles medidas para conseguir mayor rivalidad en una estructura oligopolística

En España, aún con una estructura concentrada, es posible ganar en rivalidad y competencia en los mercados de energía y gas, lo que significa que, aun con empresas similares en tamaño a las actuales en los distintos segmentos del mercado, sería posible acercarse a la eficiencia.

Las ideas básicas sobre las que se apoya la afirmación anterior y que se han venido utilizando en las páginas anteriores son:

- La ausencia de barreras de entrada refuerza los comportamientos eficientes de los operadores principales. La explicación ha sido ampliamente elaborada por la teoría de la atacabilidad de los mercados.
- El posible desplazamiento del agua de unos períodos a otros o la distinta capacidad de modular diferentes tecnologías en distintos puntos de la red obliga a analizar el carácter estratégico de cada cartera o *mix* de tecnologías en relación con las demás carteras, caso a caso, para identificar las composiciones de mayor rivalidad.
- Es preferible un mercado con posiciones netas distintas en los operadores principales (compradoras de generación, vendedoras y equilibradas) que mercados con posiciones análogas por parte de estos operadores. Posiciones contrarias condicionan funciones de decisión e intereses contrarios que dificultan la formación de coaliciones con una misma estrategia de precios.
- La individualización de la obligación de cumplir con el índice de cobertura establecido por el operador del sistema conduce a una mayor competencia que definir esta obligación colectivamente, para el conjunto del sistema, de manera que pueda ser satisfecha por cualquiera de las empresas generadoras. La razón es que la individualización de la obligación de garantía de suministro minimiza la posibilidad de que las empresas sean pivotaes, concentrando el exceso de capacidad disponible en uno o dos operadores principales.
- La clarificación y adecuada definición de los derechos de propiedad y uso de la capacidad de almacenamiento de gas natural, junto a un mercado de contado, obligará a

las empresas a competir entre los distintos plazos y riesgos que ofrecen a consumidores. La mayor capacidad de almacenamiento favorece la aparición de intercambios de contado y de servicios de medición, agregación, *parking*, *loaning*, etc., necesarios para un mercado de contado.

- Reforzar los controles de comportamientos y los procedimientos de instrucción y adopción de medidas cautelares, así como de captura de información, reforzará comportamientos competitivos y dificultará la formación de coaliciones.
- Las condiciones regulatorias y de defensa de la competencia impuestas en procesos de autorización de concentraciones influyen en reforzar una mayor rivalidad.

En particular, para nuestros mercados eléctricos y gasistas, las condiciones para aumentar competencia manteniendo la estructura actual o estructuras oligopolistas similares, son:

A. Incluir en normas de cumplimiento general

- Autorizar una elevación de tarifas que provoque en electricidad lo que ya ocurrió en gas, una migración masiva de consumos hacia contratos de mercado, abandonando las liquidaciones conjuntas y sindicadas, los CTCs por diferencias y los déficit de ingresos. Estas tarifas dejarían margen suficiente para aumentar la rivalidad e incentivar nuevas entradas en generación y comercialización.
- Las tarifas uniformes e integrales adquirirían un papel residual como tarifas de último recurso, y podrían convivir con una tarifa social sólo para consumidores domésticos de baja potencia contratada.
- Identificar la obligación de suministro de cada agente comercializador según el margen de cobertura regulatoriamente fijado, a cubrir mediante capacidad propia, contratada a plazo, importada o adquirida del sistema.
- Facilitar que entidades distintas de los distribuidores tradicionales ofrezcan servicios de medición y que aparezcan agregadores que ofrezcan gestión de desvíos a nuevos entrantes.
- Desarrollar procedimientos de vigilancia, instrucción, medidas cautelares y sanciones en caso de ejercicio de poder de mercado.
- Exigir progresividad en la solicitud de avales para nuevos proyectos de generación, según el número de proyectos solicitados.

B. Incluir en condiciones particulares ante un proceso de autorización de fusiones o adquisiciones

- Subastas virtuales de capacidad de generación y/o de disponibilidad de gas con el fin de facilitar la consolidación de nuevos entrantes.
- Ajustes de activos de generación y distribución buscando asimetrías en posiciones compradoras y vendedoras.
- Condicionar la autorización a ajustes de activos que determinen composiciones de la cartera de tecnologías que consoliden rivalidad sin líderes u operadores principales que marquen las estrategias a seguir por los demás en los distintos mercados (pico, llano, valle, servicios auxiliares, etc.).
- Compromisos de financiación de infraestructuras en actividades reguladas (redes, almacenamiento de gas y equipos de medida) con gestión independiente de los operadores principales y riesgos financieros garantizados y, a ser posible, separados de las actividades en competencia.

C. Incluir tanto en normas generales como en condiciones particulares

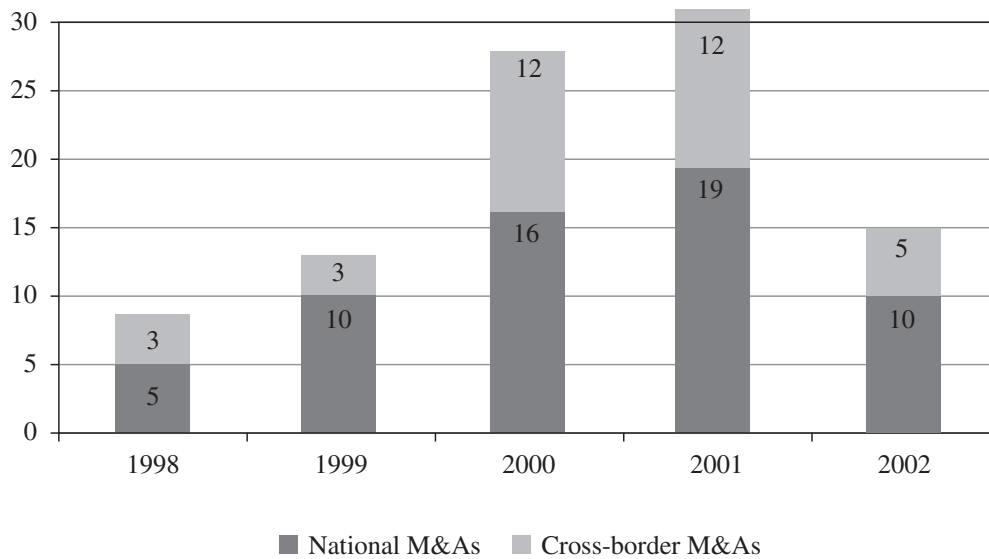
- Facilitar la gestión de desvíos de la generación no incluida en grandes carteras mediante procedimientos (contratos y procedimientos de operación) que no obliguen a incorporarse a los nuevos entrantes a las zonas de regulación de los operadores dominantes.
- Incorporar la gestión de la demanda, propia de grandes consumidores industriales, a la gestión de desvíos y, en general, a los servicios de operación del sistema. Retribuir estos servicios como costes de operación.
- Poner a disposición de todos los agentes la información histórica en poder de los distribuidores de zona.

Anexo

Tabla 10. Resumen de métodos de detección de poder de mercado

	Categoría	Ventajas	Inconvenientes	Popularidad
Indicadores estructurales	Cuota de mercado y HHI	Fácil de entender Fundamentación teórica bajo ciertos supuestos Las versiones más simples sólo requieren datos de ventas o capacidad	Poca fundamentación empírica Ignora el lado de la demanda, los incentivos estratégicos y las cogestiones Dificultad para determinar el mercado geográfico relevante	Indicador estándar
	Indicador de generador pivotal e índice de oferta residual	Tiene en cuenta el lado de la demanda Tiene en cuenta los cambios del mercado Aplicable a mercados locales y a la totalidad del sistema. Soporte empírico	Dificultad para determinar el mercado geográfico relevante Ignora potenciales comportamientos estratégicos (Cournot) Ignora la elasticidad y los factores de contestabilidad del mercado	Indicador de aplicación reciente
Indicadores de comportamiento	Análisis de demanda residual	Tiene en cuenta las elasticidades de la oferta y la demanda Fundamentación teórica (vinculado al Índice de Lerner)	Requiere datos de los <i>bids</i> Limitado trabajo empírico hasta la fecha	Indicador reciente
	Índice de Lerner	Fácil de entender No requiere la definición de un mercado geográfico Útil para modelos teóricos <i>ex ante</i> y análisis empíricos <i>ex post</i>	Dificultades para determinar los costes o los niveles competitivos de referencia Dificultad de interpretación	Instrumento estándar Su fiabilidad debería aumentar debido a la mejora de las técnicas de estimación de costes
Indicadores de comportamiento	<i>Net Revenue Benchmark Analysis</i>	Considera factores propios del largo plazo, como los incentivos a la inversión o la entrada en el mercado	Dificultades para determinar los costes Resultados difíciles de interpretar, pues otros factores también afectan a los beneficios	Instrumento reciente Su popularidad aumentará previsiblemente
	Análisis de retirada de capacidad	Se centra en la estrategia básica del monopolio Bajo ciertos supuestos puede evitar la estimación de los costes	Dificultad para auditar reducciones/cortes de suministro reales Resultados empíricos controvertidos	Instrumento reciente Su rol complementario al análisis de precios asegura su desarrollo
Modelos de simulación	Análisis de umbral competitivo	Tiene en cuenta la totalidad del mercado Aporta una estimación cuantitativa de pérdida de eficiencia que resulta del poder de mercado	Dificultad para determinar los costes o los niveles competitivos de referencia No identifica a los generadores individuales que ejercen poder de mercado	Desde su introducción (1999) ha dado lugar a numerosos estudios. Todavía es un indicador controvertido
	Modelos de oligopolio	Integra muchos factores relacionados con el poder de mercado	Nº elevado de supuestos	Desde su introducción ha dado lugar a numerosos estudios

Gráfico 1. Fusiones y adquisiciones en Europa. Nacionales e internacionales



Fuente: Codognet, M-K. *et al.* (2002)

Tabla 11. Resumen de estructura de mercado: operadores significativos

	Generación	Comercialización
Seis o más	Reino Unido, NordPool, Polonia.	Reino Unido, NordPool, Italia, República Checa.
Entre tres y seis	Austria, Dinamarca, Holanda, Bélgica, Luxemburgo, Italia, España, Portugal, República Checa, Suecia, Hungría, Eslovenia.	Austria, Dinamarca, Irlanda, Holanda, España, Portugal, Polonia, República Checa, Eslovaquia.
Menos de tres	Francia, Grecia, Irlanda, Chipre, Malta, Estonia, Lituania, Letonia.	Bélgica, Francia, Grecia, Luxemburgo, Estonia, Letonia, Lituania, Malta, Chipre.

Fuente: Comisión de las Comunidades Europeas (2005)

Tabla 12. Cuotas de mercado en los mercados europeos de suministro eléctrico

	Cuota de mercado de			Fuente/comentarios
	Suministrador de mayor tamaño	Los tres suministradores de mayor tamaño	Suministradores con más de un 5% de cuota de mercado	
Alemania	14,30	n/a	RWE Energie AG	Eurelectric
Austria	19,5	41,7	Wienstrom, EVN, Verbund	Eurelectric
Bélgica	n/a	n/a	Electrabel	Eurelectric
Dinamarca	17,74	31,53	NESA, Kobnhevna Energi, SEAS	Eurostat
España	43,20	93,20	Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa	Eurelectric
Finlandia	n/a	n/a	n/a	Eurelectric
Francia	95,5	n/a	EDF	European Commission DG TREN
Grecia	100	100	Dmossia Ephichirissi Electrismou	Eurelectric
Holanda	35	80	Essent, Nuño, Eneco	Eurelectric
Irlanda	100	100	ESB	Eurelectric
Italia	93	n/a	ENEL	Eurelectric
Luxemburgo	64	100	Cegedel, Sotel	Eurelectric
Portugal	90	n/a.	EdP Distribuição	Eurelectric
Reino Unido	13	37	Scottish & Southern Energy, TXU Europe, Powergen	Eurelectric
Suecia	n/a.	n/a	Vattenfall, Sydkraft, Birka	Eurelectric
Noruega	8,30	n/a	Oslo Energi, Bergenshavoens Komm., Kraftsiskap (BKK)	Eurelectric

Fuente: DG TREN (2001)

Tabla 13. Los mercados de energía eléctrica y gas natural en España (2004)

ELECTRICIDAD	POSICIÓN GENERAL 2004									
	END	IB	UF	EV	HC	GN	OTROESP	TOTAL ESP		
Generación bruta (GWh) (empresas 2004)	97.694	68.422	27.025	5.886	15.161	5.802	59.672	279.662		
Cuotas	0,35	0,24	0,10	0,02	0,05	0,02	0,21	1,00		
Total energía mercado regulado (GWh) (CNE)	54.102	53.023	22.103	3.705	7.374	0	4	140.311		
Cuotas sobre el total	0,39	0,38	0,16	0,03	0,05	0,00	0,00	1,00		
Domésticos	26.018	26.140	9.588	1.166	1.450	0	3	64.365		
PYME baja	13.525	10.561	3.837	607	642	0	1	29.173		
Med ten >36 KV	5.292	6.953	1.553	189	75	0	0	14.062		
Alta ten >36 KV	9.267	9.369	7.125	1.743	5.207	0	0	33.711		
Total clientes distribución (CNE)	8.746.270	9.766.015	3.268.163	522.403	550.177	0	1.599	22.874.627		
Cuotas sobre el total	0,38	0,43	0,14	0,02	0,02	0,00	0,00	1,00		
Domésticos	8.484.959	9.497.926	3.167.013	502.945	536.370	0	1.575	22.190.788		
PYME baja	250.577	253.104	94.476	19.081	13.656	0	24	630.918		
Med ten >36 KV	10.526	34.543	6.555.340	142	0	0	52.106			
Alta ten >36 KV	208	442	119	37	9	0	0	815		
Energía mercado libre (GWh) (CNE)	25.721	27.823	6.356	174	3.664	4.172	5.532	73.442		
Cuotas comercializadoras por energía	0,35	0,38	0,09	0,00	0,05	0,06	0,08	1,00		
Clientes comercialización (CNE)	240.677	219.714	24.627	20	3.700	83.468	8.136	580.542		
Cuotas comercializadoras por nº de clientes	0,41	0,38	0,04	0,00	0,01	0,14	0,01	1,00		
GAS NATURAL										
Mercado regulado por distribuidora (GWh)	4.050	0	0	0	7.243	51.414	370	63.077		
Cuotas	0,06	0,00	0,00	0,00	0,11	0,82	0,01	1,00		
Grupo 4	366	0	0	0	1.102	11.695	0	13.163		
Grupo 3	3.000	0	0	0	5.343	32.018	30	40.391		
Grupo 2 y 2E	684	0	0	0	748	1.759	340	3.531		
Grupo 1 y MP	0	0	0	0	50	5.942	0	5.992		
Mercado liberalizado por distribuidora (GWh)	7.612	0	0	0	23.884	176.105	39.302	246.903		
Cuotas	0,03	0,00	0,00	0,00	0,10	0,71	0,16	1,00		
Grupo 3	77	0	0	0	252	12.070	1	12.399		
Grupo 2 y 2E	667	0	0	0	13.417	125.055	17.627	156.766		
Grupo 1 y MP	6.868	0	0	0	10.215	38.981	21.674	77.739		
Mercado liberalizado por comercialización (GWh)	1.604	4.073	2.901	0	1.008	12.802	3.764	26.152		
Cuotas	0,06	0,16	0,11	0,00	0,04	0,49	0,14	1,00		

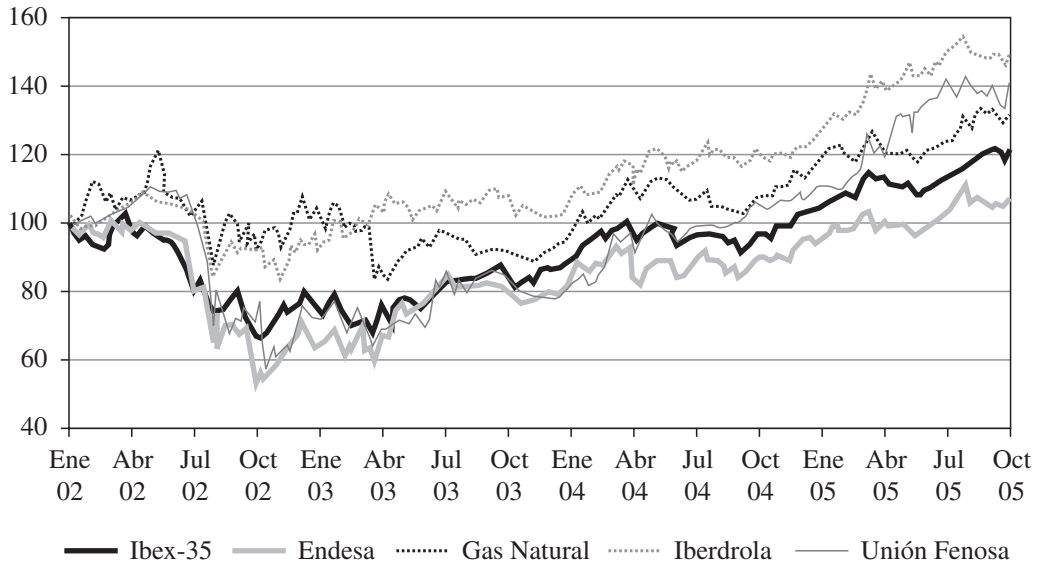
Fuente: CNE e información financiera de las empresas

Tabla 14. Cartera de activos de electricidad y gas natural en España (2004)

CARTERA DE ACTIVOS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL 2004										
MW INSTALADOS 2004	END	IB	UF	EV	HC	GN	OTROS ESP	TOTAL ESP		
Total (MW)	23.092	22.547	7.088	2.366	2.595	1.674	11.204	70.566		
Cuotas	0,33	0,32	0,10	0,03	0,04	0,02	0,16	1,00		
Carbón (MW)	6.265	1.247	2.048	864	1.604	0	47	12.075		
Cuotas	0,52	0,10	0,17	0,07	0,13	0,00	0,00	1,00		
Nuclear (MW)	3.636	3.335	739	0	166	0	0	7.876		
Cuotas	0,46	0,42	0,09	0,00	0,02	0,00	0,00	1,00		
Hidráulica (MW)	5.368	6.776	1.825	669	432	0	-412	16.658		
Cuotas	0,32	0,53	0,11	0,04	0,03	0,00	-0,02	1,00		
CCGTs (MW)	1.141	2.800	1.200	80	393	1.600	1.045	8.259		
Cuotas	0,14	0,34	0,15	0,01	0,05	0,19	0,13	1,00		
Fuel+gas (MW)	5.184	2.888	774	753	0	0	354	9.953		
Cuotas	0,52	0,29	0,08	0,08	0,00	0,00	0,04	1,00		
Régimen especial (MW)	1.498	3.501	502	0	0	74	10.170	15.745		
Cuotas	0,10	0,22	0,03	0,00	0,00	0,00	0,65	1,00		
CLIENTES										
ELECTRICIDAD										
Clientes distribución	8.746.270	9.786.015	3.268.163	522.403	550.177	0	1.599	22.874.627		
Cuotas	0,38	0,43	0,14	0,02	0,02	0,00	0,00	1,00		
Clientes comercialización	240.677	219.714	24.827	20	3.700	63.468	8.136	580.542		
Cuotas	0,41	0,38	0,04	0,00	0,01	0,14	0,01	1,00		
GAS NATURAL										
Clientes (mercado total por distribución)	291.239	0	0	0	580.623	7.803.246	2.986	5.678.094		
Cuotas	0,05	0,00	0,00	0,00	0,10	0,85	0,00	1,00		

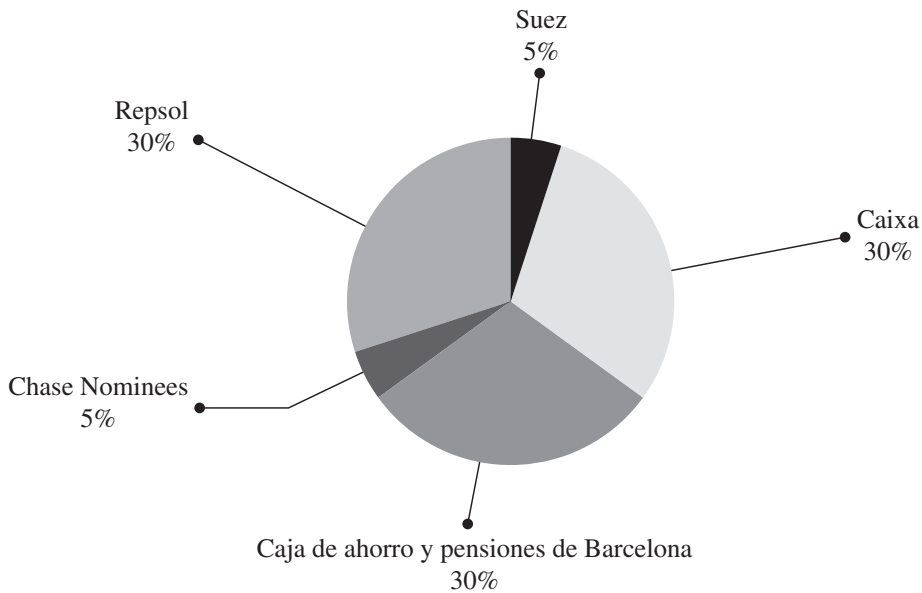
Fuente: CNE e información financiera de las empresas

Gráfico 2. Evolución de cotizaciones 2002-2003



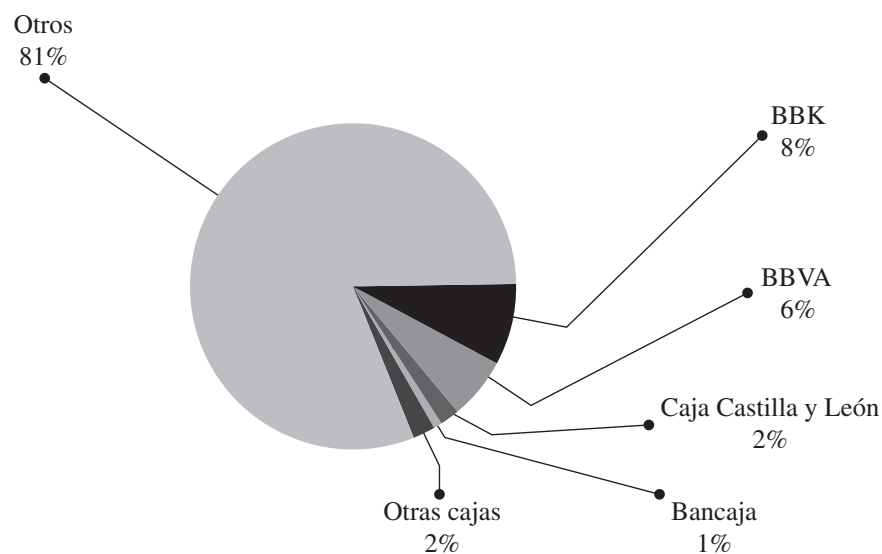
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 3. Composición accionarial de los operadores principales. Gas Natural



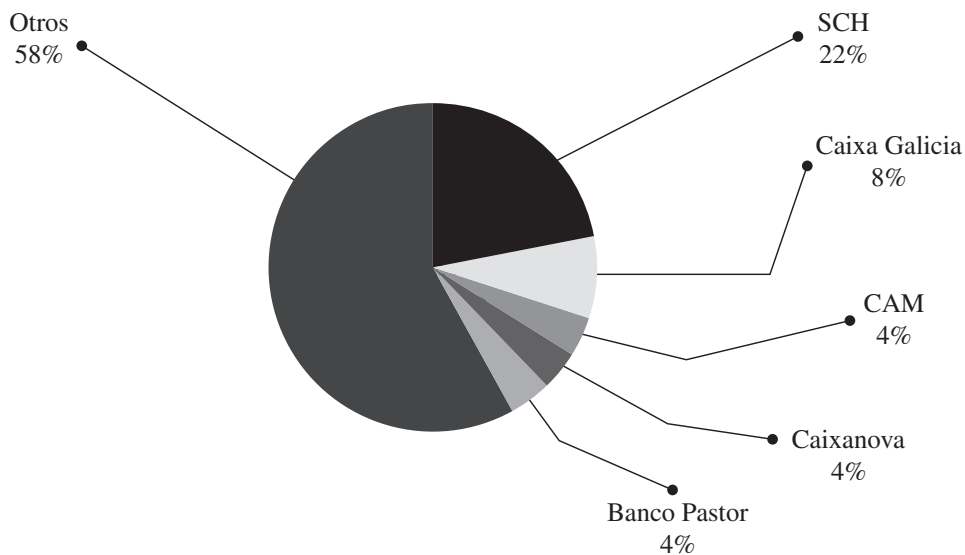
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 4. Composición accionarial de los operadores principales. Iberdrola



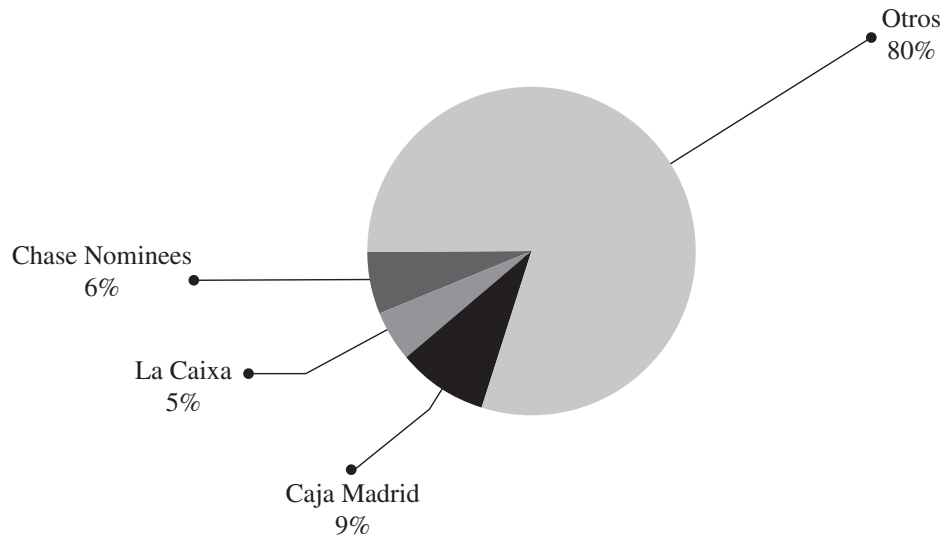
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 5. Composición accionarial de los operadores principales. Unión Fenosa



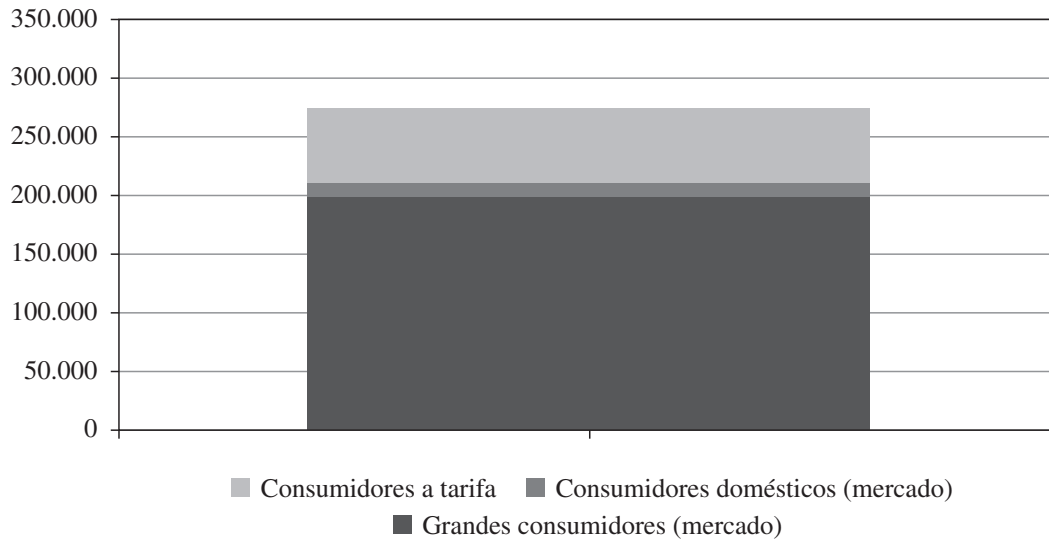
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 6. Composición accionarial de los operadores principales. Endesa



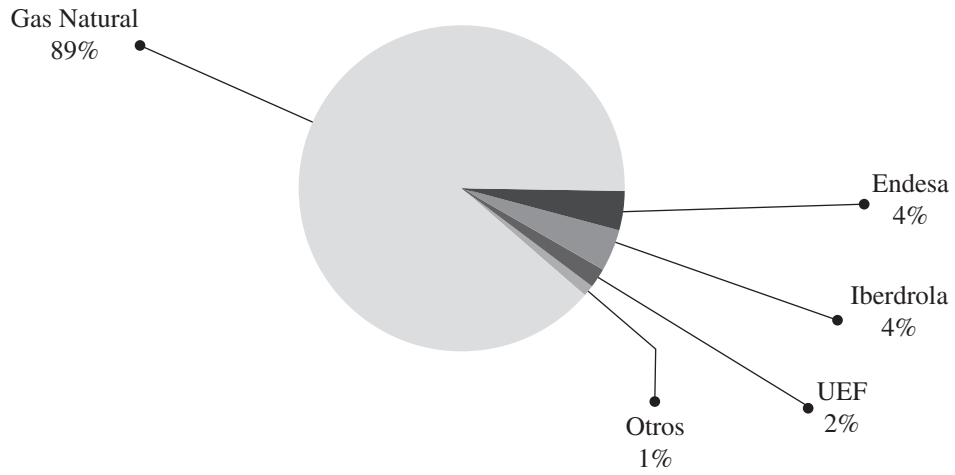
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 7. Mercados de gas natural. Volumen en GWh facturados. 2004



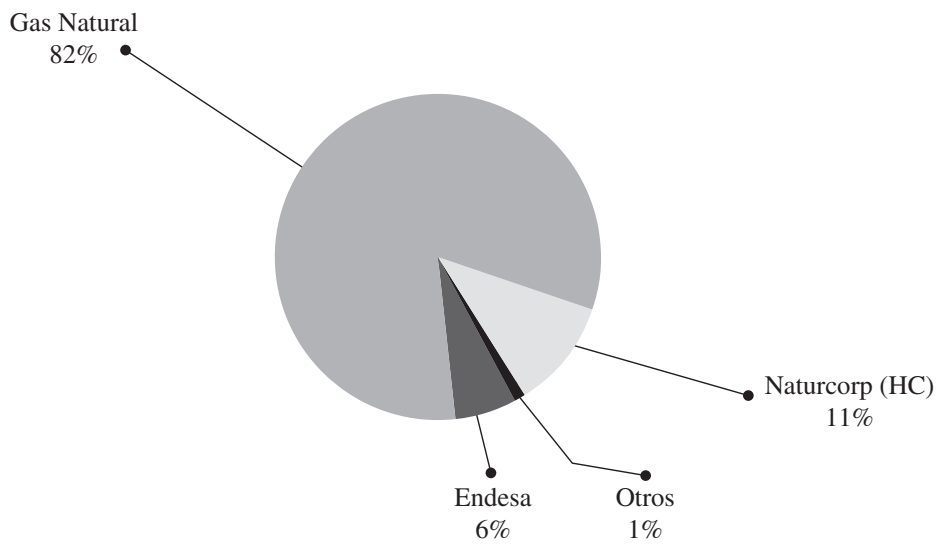
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico 8. Mercados de gas natural. Consumidores domésticos (Grupo 3)
Cuota mercado 2004**



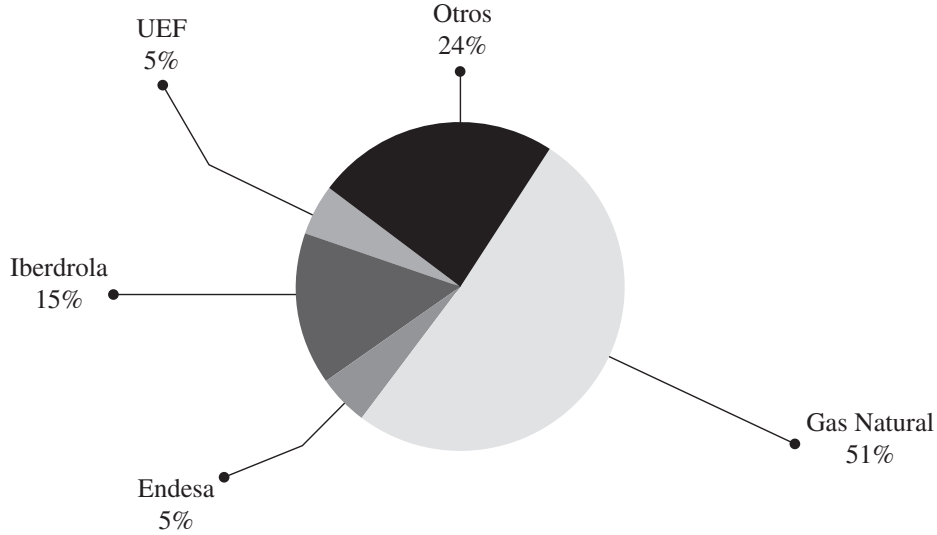
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 9. Mercados de gas natural. Volumen en GWh facturados. 2004



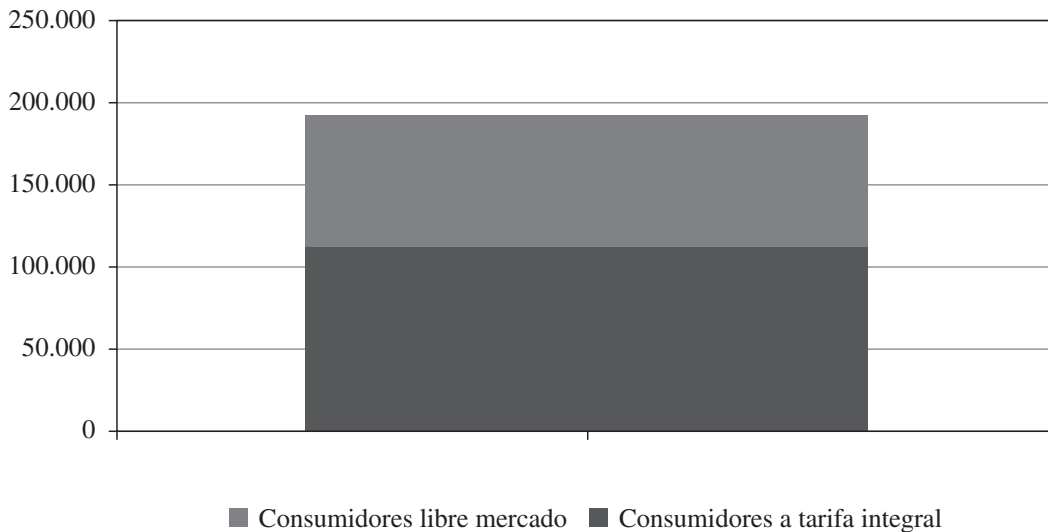
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 10. Mercados de gas natural. Gas Natural: consumo a tarifa por distribuidor



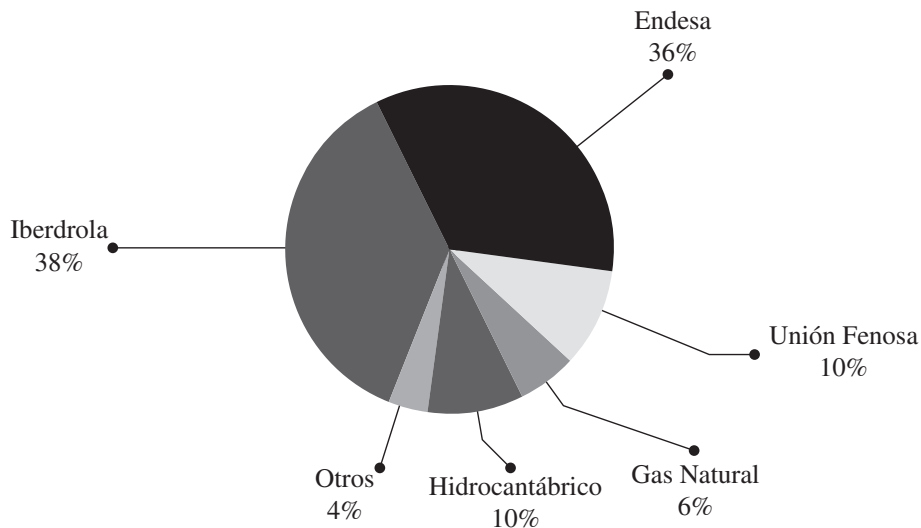
Fuente Elaboración: propia.

Gráfico 11. Mercados de gas natural. Gas Natural: grandes consumidores (Grupos 2, 2E y 1) Cuota de mercado 2004



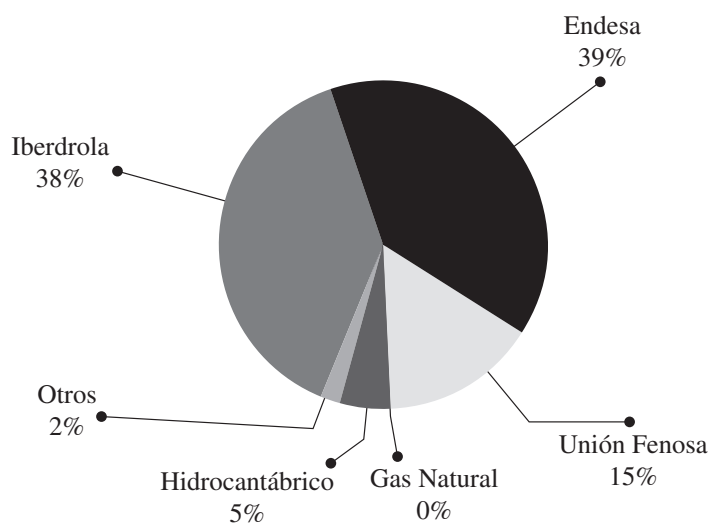
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 12. Mercados de electricidad. Mercados de energía eléctrica (GWh de 2004)



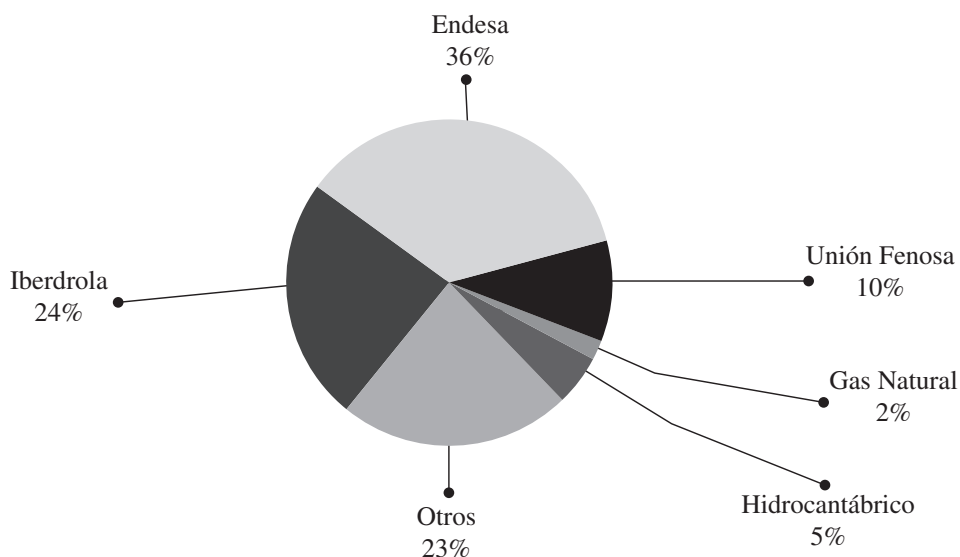
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 13. Mercados de Electricidad. Cuotas de energía comprada en OMEL por comercializadora. Año 2004



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 14. Mercados de electricidad. Cuotas de suministro a tarifa integral en 2004



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15. Factor de disponibilidad por tecnología y tipo de combustible⁽¹⁾

Tipo de combustible	Factor de disponibilidad
Carbón/Orimulsión	70%
Gas-Oil	20%
Nuclear	85%
Otros	50%
Hidroeléctrica	Flujos anuales +/- Diferencias respecto al nivel medio de reservas

⁽¹⁾ Multiplicando la potencia instalada por este factor se obtiene la potencia disponible esperada por tecnología. Esta potencia es la máxima que se puede ofrecer para cubrir la obligación de suministro

Fuente: CERA (2002)

Índice de Tablas y Gráficos

Tablas

Tabla 1. Sectores eléctricos europeos	18
Tabla 2. Evolución de la Punta de demanda y de la demanda anual	22
Tabla 3. Las empresas energía vistas desde los mercados de capitales	31
Tabla 4. Principales costes y beneficios para accionistas de mantener el status-quo	32
Tabla 5. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (Rivalidad)	44
Tabla 6. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (Subastas de Capacidad Virtual)	46
Tabla 7. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (Seguridad de suministro)	48
Tabla 8. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (Barreras de entrada)	49
Tabla 9. Medidas regulatorias y otros remedios para aumentar competencia (Mercados de Servicios auxiliares)	50
Tabla 10. Resumen de métodos de detección de poder de mercado	56
Tabla 11. Resumen de Estructura de Mercado: Operadores significativos	57
Tabla 12. Cuotas de mercado en los mercados europeos de suministro eléctrico	58
Tabla 13. Los mercados de energía eléctrica y gas natural en España. 2004	59

Tabla 14. Cartera de activos de electricidad y gas natural. 2004	60
--	----

Tabla 15. Factor de disponibilidad por tecnología y tipo de combustible	67
---	----

Gráficos

Gráfico 1. Fusiones y adquisiciones en Europa	57
---	----

Gráfico 2. Evolución de cotizaciones. 2002-2003	61
---	----

Gráfico 3. Composición accionarial de los operadores principales. Gas natural	61
---	----

Gráfico 4. Composición accionarial de los operadores principales. Iberdrola	62
---	----

Gráfico 5. Composición accionarial de los operadores principales. Unión Fenosa	62
--	----

Gráfico 6. Composición accionarial de los operadores principales. Endesa	63
--	----

Gráfico 7. Mercados de gas natural. Volumen en GWh facturados. 2004	63
---	----

Gráfico 8. Mercados de gas natural. Consumidores domésticos (Grupo 3). 2004	64
---	----

Gráfico 9. Mercados de gas natural. Volumen en GWh facturados. 2004	64
---	----

Gráfico 10. Mercados de gas natural. Gas Natural: consumo a tarifa por distribuidor	65
--	----

Gráfico 11. Mercados de gas natural. Gas Natural: grandes consumidores (Grupos 2, 2E y 1). Cuota de mercado. 2004	65
--	----

Gráfico 12. Mercados de Electricidad. Mercados de energía eléctrica (GWh de 2004)	66
--	----

Gráfico 13. Mercados de Electricidad. Cuotas de energía comparada en OMEL por comercializadora. 2004	66
---	----

Gráfico 14. Mercados de electricidad. Cuotas de suministro a tarifa integral en 2004	67
---	----

Bibliografía

- Alonso, R. (2005), El interés público en la Defensa de la Competencia en La Modernización del Derecho de la Competencia en España y la Unión Europea, S. Martínez y A. Petitbó, directores. Fundación Rafael del Pino.
- Borenstein, S, J. Bushnell, y Ch. R. Knittel (1999), Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures, Program on Workable Energy Regulation (POWER). Berkley.
- Bushnell, J. (2003), A Mixed Complementarity Model of Hydro-Thermal Electricity Competition in the Western U.S., *Operations Research*, 51 (1).
- Case No COMP/M.3440. EDP/ENI/GDP Decisión de la Comisión 9.12.2004.
- CERA, (2002), Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe And Use of Concentration Measures, *Working paper*, Nordel.
- Ciarreta, A and M.P. Espinosa (2004), “Market Power in the Spanish Electricity Auction”, *DFAEII Working Papers*, Universidad del País Vasco.
- Codognet, M-K., Glachant, J.M., Lévêque, F., y Plagnet, M.A. (2002): Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector. Cases and Patterns, Centre d’Economie Industrielle, Ecole Nationale Supérieure des Mines de París.
- Comisión de las Comunidades Europeas (2005), Informe anual sobre la puesta en marcha del Mercado Interior del Gas y la Electricidad, Comunicado de la Comisión al Consejo y al Parlamento. Technical Annexes.
- Comisión de las Comunidades Europeas (2005), Report on Competition Policy 2004, Bruselas, 17.6.2005 SEC(2005) 805 final.
- Comisión Nacional de la Energía (2005), Informe sobre la Formación de Precios en el Mercado de Producción de Energía Eléctrica en el período enero-septiembre 2004.
- Comisión Nacional de la Energía (2004), Informe sobre los Obstáculos Existentes para el Acceso de los Consumidores Cualificados a los Mercados Liberalizados de Electricidad y Gas Natural.
- Crapmes, C. y Moreaux, M. (2001), Water Resource and Power Generation. *International Journal of Industrial Organization*, 19 (6), 975-997.
- Delgado, J. (2005), Coalition-proof Supply Function Equilibria Under Capacity Constraints, *Working Paper* 05-23, Economics Series 14, Universidad Carlos III de Madrid.
- DG TREN (2001), Electricity Liberalisation Indicators in Europe, Comisión Europea.

- Fabra, N. y Toro, J. (2004), Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market, Mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.
- Genc, T. y Reynolds S. S. (2005), Supply Function Equilibria with Pivotal Electricity Suppliers, econ.arizona.edu/downloads/working_papers/Econ-WP-04-10.pdf.
- Grupo Santander. European Equity Research (2005), Spanish Electricity: Clearing up Regulatory Issues, abril, 20.
- Herguera, I. (2002), La Delimitación de los Mercados Relevantes en el Nuevo Marco Regulator de las Telecomunicaciones, UCM.
- Holmberg, P. (2004), Unique Supply Function Equilibrium with Capacity Constraints, *Working Paper 20*. Uppsala Universitet.
- JCF España (2005), Tras el telón de un complicado escenario eléctrico, *Outlook*, nº 14, 29 de marzo.
- Klemperer, P.D. y Meyer, M. A. (1989), Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty, *Econometrica*, 57: 1243-1277.
- Kühn, K. y Machado, M. (2004), Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Market, *Discussion Paper series*, nº 4590, CEPR.
- Lasheras, M. A. (2000), La Regulación económica de los Servicios Públicos, Ariel Economía.
- Marín, P. y García-Díaz, A. (2003), Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: an Application to the Spanish Market, *International Journal of Industrial Organization*, 21, 210-222.
- Matsumura, E. (2003), Mitigating Market Power of Generators in a Hydrothermal System, <http://www.sbe.org.br/ebe25/107.pdf>.
- Morgan, J. P. (2005), Spanish Utilities. Higher Tariffs, more Transparency and... Regulation, *European Equity Research*.
- Newbery, D., Green, R., Neuhoff, K., y Twomey, P. (2004), A Review of the Monitoring of Market Power, Report prepared at the request of European Transmission System Operators.
- Ocaña, C., y Romero, A. (1998), A Simulation of the Spanish Electricity Pool, CNSE.
- Office of Fair Trading (2005), Application in the Energy Sector. Understanding Competition Law.
- Oren, S. (2004), Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets, EPRI.
- Segura, J., y Rodríguez-Braun, C. (eds.) (2005), An Eponymus Dictionary of Economics, Edgard Elgas.
- Smeers, Y. (2004), How Well Can One Measure Market Power in Restructured Electricity Systems, SESSA Project. Unión Europea.
- Tirole, J. (1992), The Theory of Industrial Organization, MIT Press.
- Tribunal de Defensa de la Competencia (1998), Expediente Concentración Molabe 34/1998.

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

Tribunal de Defensa de la Competencia (2005), Memoria 2004.

US Department of Justice and Federal Trade Commission (1992), Horizontal Merger Guidelines.

Vassilopoulos, P. (2003), Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets, University Paris IX-Dauphine. D.E.A. 129, Industrial Organization.

Wolak, F. (2003), Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets. The California Market 1998-2000, *American Economic Review* (AEA papers and proceedings), mayo.

Wolak, F. (2004), Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring, Department of Economics. Stanford University. <http://www.stanford.edu/~wolak>.

Wolak, F., y Patrik, R. H. (2001), The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market, *NBER Working Paper* n°. 8248.

Documentos de trabajo publicados

- 1/2003. **Servicios de atención a la infancia en España: estimación de la oferta actual y de las necesidades ante el horizonte 2010.** María José González López.
- 2/2003. **La formación profesional en España. Principales problemas y alternativas de progreso.** Francisco de Asís de Blas Aritio y Antonio Rueda Serón.
- 3/2003. **La Responsabilidad Social Corporativa y políticas públicas.** Alberto Lafuente Félez, Víctor Viñuales Edo, Ramón Pueyo Viñuales y Jesús Llaría Aparicio.
- 4/2003. **V Conferencia Ministerial de la OMC y los países en desarrollo.** Gonzalo Fanjul Suárez.
- 5/2003. **Nuevas orientaciones de política científica y tecnológica.** Alberto Lafuente Félez.
- 6/2003. **Repensando los servicios públicos en España.** Alberto Infante Campos.
- 7/2003. **La televisión pública en la era digital.** Alejandro Perales Albert.
- 8/2003. **El Consejo Audiovisual en España.** Ángel García Castillejo.
- 9/2003. **Una propuesta alternativa para la Coordinación del Sistema Nacional de Salud español.** Javier Rey del Castillo.
- 10/2003. **Regulación para la competencia en el sector eléctrico español.** Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero.
- 11/2003. **El fracaso escolar en España.** Álvaro Marchesi Ullastres.
- 12/2003. **Estructura del sistema de Seguridad Social. Convergencia entre regímenes.** José Luis Tortuero Plaza y José Antonio Panizo Robles.
- 13/2003. **The Spanish Child Gap: Rationales, Diagnoses, and Proposals for Public Intervention.** Fabrizio Bernardi.
- 13*/2003. **El déficit de natalidad en España: análisis y propuestas para la intervención pública.** Fabrizio Bernardi.
- 14/2003. **Nuevas fórmulas de gestión en las organizaciones sanitarias.** José Jesús Martín Martín.
- 15/2003. **Una propuesta de servicios comunitarios de atención a personas mayores.** Sebastián Sarasa Urdiola.
- 16/2003. **El Ministerio Fiscal. Consideraciones para su reforma.** Olga Fuentes Soriano.
- 17/2003. **Propuestas para una regulación del trabajo autónomo.** Jesús Cruz Villalón.
- 18/2003. **El Consejo General del Poder Judicial. Evaluación y propuestas.** Luis López Guerra.
- 19/2003. **Una propuesta de reforma de las prestaciones por desempleo.** Juan López Gandía.
- 20/2003. **La Transparencia Presupuestaria. Problemas y Soluciones.** Maurici Lucena Betriu.
- 21/2003. **Análisis y evaluación del gasto social en España.** Jorge Calero Martínez y Mercè Costa Cuberta.
- 22/2003. **La pérdida de talentos científicos en España.** Vicente E. Larraga Rodríguez de Vera.
- 23/2003. **La industria española y el Protocolo de Kioto.** Antonio J. Fernández Segura.
- 24/2003. **La modernización de los Presupuestos Generales del Estado.** Enrique Martínez Robles, Federico Montero Hita y Juan José Puerta Pascual.
- 25/2003. **Movilidad y transporte. Opciones políticas para la ciudad.** Carme Miralles-Guasch y Àngel Cebollada i Frontera.
- 26/2003. **La salud laboral en España: propuestas para avanzar.** Fernando G. Benavides.
- 27/2003. **El papel del científico en la sociedad moderna.** Pere Puigdomènech Rosell.
- 28/2003. **Tribunal Constitucional y Poder Judicial.** Pablo Pérez Tremps.
- 29/2003. **La Audiencia Nacional: una visión crítica.** José María Asencio Mellado.
- 30/2003. **El control político de las misiones militares en el exterior.** Javier García Fernández.
- 31/2003. **La sanidad en el nuevo modelo de financiación autonómica.** Jesús Ruiz-Huerta Carbonell y Octavio Granado Martínez.

- 32/2003. **De una escuela de mínimos a una de óptimos: la exigencia de esfuerzo igual en la Enseñanza Básica.** Julio Carabaña Morales.
- 33/2003. **La difícil integración de los jóvenes en la edad adulta.** Pau Baizán Muñoz.
- 34/2003. **Políticas de lucha contra la pobreza y la exclusión social en España: una valoración con EspaSim.** Magda Mercader Prats.
- 35/2003. **El sector del automóvil en la España de 2010.** José Antonio Bueno Oliveros.
- 36/2003. **Publicidad e infancia.** Purificación Llaquet, M^a Adela Moyano, María Guerrero, Cecilia de la Cueva, Ignacio de Diego.
- 37/2003. **Mujer y trabajo.** Carmen Sáez Lara.
- 38/2003. **La inmigración extracomunitaria en la agricultura española.** Emma Martín Díaz.
- 39/2003. **Telecomunicaciones I: Situación del Sector y Propuestas para un modelo estable.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 40/2003. **Telecomunicaciones II: Análisis económico del sector.** José Roberto Ramírez Garrido y Álvaro Escribano Sáez.
- 41/2003. **Telecomunicaciones III: Regulación e Impulso desde las Administraciones Públicas.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 42/2004. **La Renta Básica. Para una reforma del sistema fiscal y de protección social.** Luis Sanzo González y Rafael Pinilla Pallejà.
- 43/2004. **Nuevas formas de gestión. Las fundaciones sanitarias en Galicia.** Marciano Sánchez Bayle y Manuel Martín García.
- 44/2004. **Protección social de la dependencia en España.** Gregorio Rodríguez Cabrero.
- 45/2004. **Inmigración y políticas de integración social.** Miguel Pajares Alonso.
- 46/2004. **TV educativo-cultural en España. Bases para un cambio de modelo.** José Manuel Pérez Tornero.
- 47/2004. **Presente y futuro del sistema público de pensiones: Análisis y propuestas.** José Antonio Griñán Martínez.
- 48/2004. **Contratación temporal y costes de despido en España: lecciones para el futuro desde la perspectiva del pasado.** Juan J. Dolado y Juan F. Jimeno.
- 49/2004. **Propuestas de investigación y desarrollo tecnológico en energías renovables.** Emilio Menéndez Pérez.
- 50/2004. **Propuestas de racionalización y financiación del gasto público en medicamentos.** Jaume Puig-Junoy y Josep Llop Talaverón.
- 51/2004. **Los derechos en la globalización y el derecho a la ciudad.** Jordi Borja.
- 52/2004. **Una propuesta para un comité de Bioética de España.** Marco-Antonio Broggi Trias.
- 53/2004. **Eficacia del gasto en algunas políticas activas en el mercado laboral español.** César Alonso-Borrego, Alfonso Arellano, Juan J. Dolado y Juan F. Jimeno.
- 54/2004. **Sistema de defensa de la competencia.** Luis Berenguer Fuster.
- 55/2004. **Regulación y competencia en el sector del gas natural en España. Balance y propuestas de reforma.** Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero.
- 56/2004. **Propuesta de reforma del sistema de control de concentraciones de empresas.** José M^a Jiménez Laiglesia.
- 57/2004. **Análisis y alternativas para el sector farmacéutico español a partir de la experiencia de los EE UU.** Rosa Rodríguez-Monguió y Enrique C. Seoane Vázquez.
- 58/2004. **El recurso de amparo constitucional: una propuesta de reforma.** Germán Fernández Farreres.
- 59/2004. **Políticas de apoyo a la innovación empresarial.** Xavier Torres.
- 60/2004. **La televisión local entre el limbo regulatorio y la esperanza digital.** Emili Prado.
- 61/2004. **La universidad española: soltando amarras.** Andreu Mas-Colell.
- 62/2005. **Los mecanismos de cohesión territorial en España: un análisis y algunas propuestas.** Ángel de la Fuente.
- 63/2005. **El libro y la industria editorial.** Gloria Gómez-Escalonilla.
- 64/2005. **El gobierno de los grupos de sociedades.** José Miguel Embid Irujo, Vicente Salas Fumás.
- 65(I)/2005. **La gestión de la demanda de electricidad Vol. I.** José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Mercedes Pardo.

- 65(II)/2005. **La gestión de la demanda de electricidad Vol. II (Anexos).** José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Mercedes Pardo.
- 66/2005. **Responsabilidad patrimonial por daño ambiental: propuestas de reforma legal.** Ángel Manuel Moreno Molina.
- 67/2005. **La regeneración de barrios desfavorecidos.** María Bruquetas Callejo, Fco. Javier Moreno Fuentes, Andrés Walliser Martínez.
- 68/2005. **El aborto en la legislación española: una reforma necesaria.** Patricia Laurenzo Copello.
- 69/2005. **El problema de los incendios forestales en España.** Fernando Estirado Gómez, Pedro Molina Vicente.
- 70/2005. **Estatuto de laicidad y Acuerdos con la Santa Sede: dos cuestiones a debate.** José M.^a Contreras Mazarío, Óscar Celador Angón.
- 71/2005. **Posibilidades de regulación de la eutanasia solicitada.** Carmen Tomás-Valiente Lanuza.
- 72/2005. **Tiempo de trabajo y flexibilidad laboral.** Gregorio Tudela Cambroner, Yolanda Valdeolivas García.
- 73/2005. **Capital social y gobierno democrático.** Francisco Herreros Vázquez.
- 74/2005. **Situación actual y perspectivas de desarrollo del mundo rural en España.** Carlos Tió Saralegui.
- 75/2005. **Reformas para revitalizar el Parlamento español.** Enrique Guerrero Salom.

