

«UNEVEN PLAYING FIELD» EN LAS INDUSTRIAS DEL GAS Y DE LA ELECTRICIDAD EN EUROPA

Fernando JIMÉNEZ LATORRE *

Director Asociado
NERA Economic Consulting

1. INTRODUCCIÓN

La libertad de movimiento de capitales es un elemento esencial de la economía mercado que introduce una disciplina adicional a la que produce la competencia entre operadores en los mercados de bienes y servicios. Así, las empresas que no consiguen gestionar con la máxima eficiencia sus recursos son adquiridas por nuevos gestores, que esperan obtener un mayor valor de los activos adquiridos.

Los mercados de capitales introducen una especie de selección darwiniana de las empresas más eficientes, que son las que crecen y se desarrollan adquiriendo a las menos eficientes. Por tanto, la libertad de movimiento de capitales no es un fin en sí mismo, sino un instrumento esencial para conseguir una asignación eficiente de los recursos.

Esta función de los mercados de capitales no necesariamente se cumple si las empresas no crecen en igualdad de condiciones. En este caso, puede suceder que no sean las mejor gestionadas y las más innovadoras las que adquieran una mayor presencia en el mercado, sino aquellas que disfrutan de unas ventajas especiales, por ejemplo, a través de determinadas formas de protección estatal. En otras palabras, al igual que sucede con los mercados de bienes y servicios, para que el mercado de capitales consiga la mencionada disciplina es necesario que se dé lo que la Comisión Europea ha denominado en varias ocasiones como «*level playing field*», o igualdad de condiciones en el contexto en el que se enfrentan las empresas.

Este artículo analiza en qué medida existe o no un «*level playing field*» en los mercados energéticos europeos, en particular, en los merca-

* Quisiera agradecer a Óscar Arnedillo, director en NERA, la elaboración de buena parte del punto 3 en las cuestiones relacionadas con la comparativa en el diseño y regulación de los mercados eléctricos en la UE-15.

dos de electricidad y gas. Este asunto ha adquirido plena vigencia tras la apertura y liberalización de los mercados de la electricidad y del gas en Europa, que han dado lugar a importantes procesos de concentración. Estos procesos parecen haber adquirido un especial impulso en los últimos años con las crecientes sinergias entre los sectores del gas y de la electricidad, que son el origen de una nueva ola de concentraciones entre empresas energéticas. Actualmente, con la operación E.ON/Endesa y la puja entre GDF y ENEL ELECTRABEL podría iniciarse una nueva fase de consolidación en estas industrias, caracterizada por la fusión entre incumbentes de distintos Estados miembros.

Estos movimientos corporativos han de analizarse con la perspectiva de la plena realización del mercado único europeo, dado que ese horizonte es el que está marcando las estrategias de las empresas. Así, si los movimientos corporativos en estas industrias no se producen en igualdad de condiciones, los efectos deseados de la libertad de movimiento de capitales no se alcanzarán y el futuro mercado interior de la energía nacerá con una estructura inadecuada.

En este artículo se defiende la tesis de que las empresas europeas de gas y de electricidad no están en igualdad de condiciones para crecer y posicionarse para el futuro mercado único de la energía. A continuación se analizan los distintos aspectos institucionales y regulatorios que condicionan el desarrollo de las empresas europeas y su enorme heterogeneidad dentro de la UE. Se presta atención a los efectos de la propiedad pública y de las diferencias regulatorias, de diseño de mercados, de ritmos de liberalización, de barreras de entrada o de protección de los operadores nacionales sobre el «*level playing field*» en el posicionamiento de las empresas en el mercado europeo. Se trata, por tanto, de comprobar si determinadas empresas disfrutaban de algún tipo de protección o trato favorable en sus países de origen que les otorgue alguna ventaja para la expansión en terceros mercados. Las diferencias entre los casos de Alemania y España se utilizan con frecuencia como ejemplo concreto de la diversidad de situaciones en los Estados miembros de la UE.

2. CONTROL PÚBLICO-CONTROL PRIVADO

Uno de los aspectos institucionales característicos de los sectores energéticos en la UE es la fuerte presencia del Estado en las distintas fases de la cadena de valor del gas y de la electricidad, de forma que en la mayoría de los Estados miembros las principales empresas energéticas siguen estando bajo el control público.

A. PARTICIPACIÓN PÚBLICA EN LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS ENERGÉTICAS

Para analizar la importancia del control público en las empresas energéticas europeas se ha partido de la identificación de los principales operadores y la participación pública en su capital. El *ranking* de empresas obtenido se muestra en las dos tablas siguientes, referidas a los sectores de la electricidad y del gas.

TABLA 1
PRINCIPALES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS DE LA UE-25,
EN TÉRMINOS DE ELECTRICIDAD GENERADA

<i>Ranking</i>	<i>Compañía</i>	<i>Participación pública</i> ⁽¹⁾ (%)	<i>GWh</i> ⁽²⁾
1	EDF	70,0	591,132
2	RWE	31,0	240,757
3	E.ON	2,5	165,098
4	Vattenfall	100,0	164,900
5	ENEL	31,1	148,875

⁽¹⁾ En mayo de 2006.

⁽²⁾ Datos de 2004. Las cifras de las compañías incluyen las correspondientes a las filiales en las que ostentan una participación igual o superior al 20%.

Fuente: Informes de las compañías y del sector.

TABLA 2
PRINCIPALES COMPAÑÍAS DE GAS DE LA UE-25,
EN TÉRMINOS DE GAS VENDIDO A CLIENTES FINALES

<i>Ranking</i>	<i>Compañía</i>	<i>Participación pública</i> ⁽¹⁾ (%)	<i>GWh</i> ⁽²⁾
1	GDF	80,0	451,186
2	E.ON Ruhrgas	2,5	333,452
3	ENI	30,3	414,842
4	Centrica	0,0	362,080
5	RWE	31,0	274,100

⁽¹⁾ En mayo de 2006.

⁽²⁾ Datos de 2004. Las cifras de las compañías incluyen las correspondientes a las filiales en las que ostentan una participación igual o superior al 20%.

Fuente: Informes de las compañías y del sector.

Se observa que entre las cinco principales compañías de electricidad y las cinco mayores empresas de gas sólo en una de ellas (Centrica) no existe participación pública. En las empresas restantes, con excepción del grupo E.ON, la participación pública supera el 30 por 100.

B. INFLUENCIA PÚBLICA EN LA GESTIÓN

La identificación del control público de una empresa no es una cuestión trivial. En el análisis de competencia, el punto de partida suele ser la capacidad de influencia significativa en la gestión de la empresa, y la participación en el capital es un buen indicador de dicha capacidad de influencia. Normalmente se considera que, en grandes empresas en las que el capital se encuentra muy diluido, una participación igual o superior del 20 por 100 otorga capacidad para nombrar a más de la mitad de los miembros de los órganos de administración y, por tanto, es suficiente para controlar la empresa.

La influencia en la gestión de las compañías no se determina, sin embargo, exclusivamente a través de la presencia en el capital. En ocasiones, la influencia del Estado en la toma de decisiones de las compañías es muy superior a la que corresponde a su mera cuota en el capital. Tal es el caso, por ejemplo, de las dos mayores compañías alemanas, E.ON y RWE. En el caso de RWE, los ayuntamientos tienen una participación del 31 por 100 en el capital y controlan el 32,9 por 100 de los derechos de voto¹.

Además, incluso con porcentajes sensiblemente inferiores al 20 por 100, el Estado puede tener una influencia decisiva en la gestión de las empresas en la medida en la que disponga de derechos políticos especiales, como la capacidad de vetar determinadas decisiones de particular trascendencia.

En las tablas presentadas anteriormente se aprecia que las cinco mayores compañías eléctricas y las cuatro principales compañías de gas de la UE-25 tienen participación pública en distintos grados. En ellas el accionista principal que las controla es el Estado o alguna institución pública, excepto en el caso de E.ON.

No obstante, en E.ON el Estado dispone de dos vías para influir en determinadas decisiones. Por una parte, en lo que se refiere a los activos de gas, tiene la capacidad de, atendiendo a consideraciones de política energética, vetar las enajenaciones que decida la empresa. El Estado adquirió este derecho cuando autorizó la operación de concentración con Ruhrgas en el año 2002.

Por otra parte, el Estado tiene representación en el Comité de Vigilancia, siendo ésta una peculiaridad del Derecho societario alemán. Este

¹ Ver RWE, *Facts & Figures 2005*, p. 257.

Comité tiene capacidad de vetar las decisiones estratégicas del Consejo de Administración y de la Junta General, entre otras la transmisión del control de la sociedad. No obstante, dicho Comité está formado, además, por representantes de los trabajadores y de los empresarios, de forma que no se puede afirmar que esté controlado por el Gobierno.

C. IMPLICACIONES DE LA PARTICIPACIÓN PÚBLICA

Las consecuencias de esta fuerte participación pública sobre el «*level playing field*» son importantes, ya que el control de los operadores públicos plantea una serie de problemas que describimos a continuación.

a) *El conflicto del regulador*

Se puede constatar que en los Estados miembros en los que se ha mantenido la propiedad pública de las empresas la regulación ha sido más benévola con el incumbente, produciéndose lo que la OCDE ha denominado el «conflicto del regulador». Este conflicto básicamente consiste en que al coincidir la iniciativa normativa y la propiedad, el marco legal es más favorable al incumbente.

Dados los costes de la recaudación (económicos y políticos) y las crecientes obligaciones de gasto de los Gobiernos, la gestión directa de empresas públicas constituye una atractiva alternativa a los ingresos fiscales. Todo hace pensar que el contribuyente es menos sensible al pago de una energía a precio de monopolio que a los impuestos. Es por eso que, teniendo la iniciativa legislativa, los gobiernos accionistas de incumbentes han sido más sensibles a los efectos de la regulación sobre los resultados de las empresas estableciendo un marco normativo que les ha sido más propicio.

Como prueba que ratifica esta tesis del conflicto del regulador, se observa que en aquellos Estados miembros en los que se ha mantenido la propiedad pública del incumbente, éste ha mantenido las cuotas de mercado más elevadas. La tabla 3 contiene las cuotas de mercado de las mayores compañías eléctricas de cada país de la UE-15, de acuerdo con la información suministrada por la Comisión Europea en su investigación del sector de la energía² y en su informe sobre la realización del mercado único europeo del gas y de la electricidad³.

² Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry: Preliminary Report*, Annexes, pp. 200-202 (disponible en http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/pr_annexes.pdf).

³ Comisión Europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, de 5 de enero de 2005, Technical Annexes, p. 20 (disponible en http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf).

TABLA 3

CUOTAS DE MERCADO DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS PRODUCTORAS DE ELECTRICIDAD EN SUS RESPECTIVOS MERCADOS NACIONALES, AÑO 2004

<i>País</i>	<i>Principal operador</i>	<i>Control</i>	<i>Cuota de mercado generación (%)</i>
Grecia	DEI	Público	100
Francia	Electricité de France	Público	75
Irlanda	Electricity Supply Board	Público	N.D.
Dinamarca Este	E2	Público	76
Bélgica	Electrabel	Privado	82
Portugal	Energias de Portugal	Público	N.D.
Dinamarca Oeste	Elsam	Público	61
Italia	ENEL	Público	44
Austria	Verbund	Público	46
Suecia	Vattenfall	Público	47
Finlandia	Fortum	Público	34
España	Endesa	Privado	48
Holanda	Electrabel	Privado	27
Alemania	RWE	Público	28
Reino Unido	British Energy	Privado	20

Fuente: Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry: Preliminary Report, Annexes*, pp. 200-202 (disponible en http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/pr_annexes.pdf); y Comisión Europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, del 5 de enero de 2005, *Technical Annexes*, p. 20 (disponible en http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf).

Puede apreciarse que todas las compañías eléctricas líderes en sus respectivos países que ostentan una cuota de mercado superior al 40 por 100 son de propiedad pública⁴. Además, se constata que los únicos países en los que el primer operador no es público son Holanda, España y Bélgica⁵.

⁴ La cifra de la cuota de mercado del primer operador eléctrico español que proporciona la Comisión Europea parece estar un tanto sobrevalorada. De acuerdo con el informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, Endesa tiene una cuota del 39,6 por 100 en términos de ventas en el mercado mayorista en 2004.

⁵ No se ha incluido British Energy por los derechos especiales que el Gobierno británico tiene sobre la empresa.

TABLA 4

CUOTAS DE MERCADO DE LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS DE GAS EN SUS RESPECTIVOS MERCADOS NACIONALES, EN PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS

<i>País</i>	<i>Principal operador</i>	<i>Control</i>	<i>Cuota de mercado (%)</i>
Suecia	Nova Naturgas	Público ⁽¹⁾	97
Bélgica	Distrigaz	Privado	92
Francia	GDF	Público	91
Austria	OMV	Público	> 90
Dinamarca	DONG	Público	80-85
Italia	ENI	Público	68
Holanda	Gasunie	Público	60
Alemania	Ruhrgas	Privado ⁽²⁾	50
Irlanda	Bord Gáis Éireann	Público	40
España	Gas Natural	Privado ⁽²⁾	40
Reino Unido	Centrica	Privado	25

(1) El principal accionista es una compañía pública extranjera, la noruega Statoil, junto con E.ON Ruhrgas, una compañía en la que instituciones públicas tienen un gran poder de influencia.

(2) El principal accionista es E.ON, una compañía en la que instituciones públicas tienen un gran poder de influencia.

(3) Control conjunto entre Repsol YPF y La Caixa.

Fuente: Comisión Europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, del 5 de enero de 2005, *Technical Annexes*, p. 33 (disponible en http://ec.europa.eu/energy/electricity/benchmarking/doc/4/sec_2004_1720_en.pdf).

La tabla 4 contiene la misma información relativa al abastecimiento de gas, tanto de producción nacional como importado. De nuevo se aprecia que las compañías públicas son las que ostentan una cuota de mercado superior, siendo únicamente los casos de Reino Unido, España, Bélgica y Alemania en los que la principal empresa es privada.

b) *Garantías públicas*

En teoría, las empresas públicas, al igual que las privadas, están sujetas al control de ayudas públicas que realiza la Comisión Europea. No obstante, en esencia, la Comisión se centra en la persecución de aquellas ayudas que se realizan mediante transferencias presupuestarias o garantías públicas. Sin embargo, aunque no exista una garantía pública formal,

TABLA 5

RATINGS FINANCIEROS DE EMPRESAS ENERGÉTICAS PÚBLICAS
Y GOBIERNOS DE SUS RESPECTIVOS PAÍSES

	EDF	ENEL	EDP	Estado Francés	Estado Italiano	Estado Portugués
Largo plazo	AA-	A+	A	AAA	AAA	AA-
Corto plazo	A-1+	A-1	A-1	A-1+	A-1+	A-1+

Fuente: Standard & Poor's.

los mercados de capitales perciben cierto respaldo a las empresas públicas y no parecen creerse que los Estados no vayan a ayudar a sus operadores en caso de necesidad.

Así, los *ratings* financieros de estas empresas se asemejan en gran medida a los de los Tesoros Públicos de sus respectivos países. Como puede observarse en la tabla 5, en el corto plazo, el *rating* de EDF coincide con el del Tesoro Público francés y en el largo plazo se desvían muy poco. En el resto de los casos los *ratings* son muy próximos, apreciándose una correlación positiva entre éstos y los de los gobiernos de los países a los que pertenecen.

Por tanto, dada la importancia del coste de la financiación externa en la actividad energética, el control público otorga a las empresas correspondientes una ventaja relevante, pudiendo constituir una explicación adicional de por qué crecen más las empresas públicas.

c) Ausencia de control del mercado de capitales

La disciplina del mercado de capitales se produce cuando una empresa puede ser comprada, de forma amistosa u hostil, por otra compañía o grupo inversor. Aquí se observa una clara asimetría entre la situación de las empresas en función de si su propiedad es pública o privada. Mientras que las empresas públicas pueden adquirir empresas privadas de otros Estados miembros, ellas no pueden ser adquiridas por otras empresas.

Así, si lo que preocupa son las limitaciones que se ponen a los movimientos de capitales, y dado que algunas empresas están protegidas de la disciplina que supone la posibilidad de ser adquirida, cabe decir que la propiedad pública tiene un efecto equivalente al de la mayor de las posibles restricciones que se adopten en los Estados miembros donde las empresas son privadas. Esta cuestión está íntimamente relacionada con el debate de las *golden shares*, a las que han recurrido todos los Estados miembros que han privatizado sus empresas energéticas y sobre las que la jurisprudencia ha adoptado una posición restrictiva.

En la medida en la que en este artículo se trata de identificar la desigual situación en la que se encuentran las empresas en su redimensionamiento y en su posicionamiento para el futuro mercado europeo, se constata que las empresas privadas y las públicas se encuentran en una clara situación de asimetría al no estar sujetas las últimas a la disciplina de los mercados de capitales. Resulta, por tanto, que las empresas públicas son las más claras candidatas a ganar la competición por el mercado europeo.

d) *Instrumentos adicionales de acceso a terceros mercados*

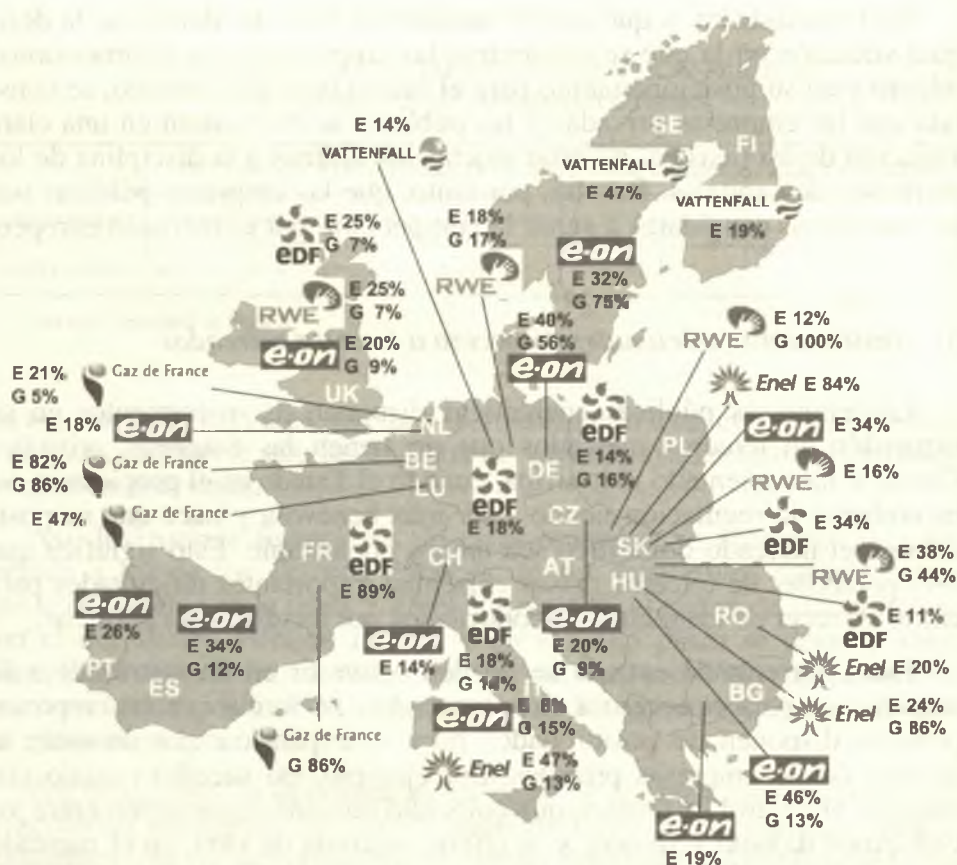
Las empresas públicas energéticas disponen de instrumentos en su expansión en terceros mercados que no tienen las empresas privadas. Como se ha comentado más arriba, cuando el Estado es el propietario del incumbente la regulación tiende a ser más benévola y hace que su posición en el mercado doméstico sea menos contestable. Esto significa que los operadores de terceros países enfrentan importantes dificultades para entrar y crecer en los mercados controlados por incumbentes públicos.

Estas barreras de entrada se pueden convertir en un instrumento de negociación para el acceso a otros mercados, de forma que las empresas públicas disponen de posibilidades para su expansión que no están al alcance de las empresas privadas. Por ejemplo, así sucedió cuando EDF adquirió el control de EDISON, que coincidió con una negociación entre los Gobiernos italiano y francés y la ulterior entrada de ENEL en el mercado francés a través de la venta de ciertos activos de EDF en Francia a la compañía italiana. Más recientemente, se han observado movimientos del Gobierno Italiano frente al francés para que ENEL sea el adquirente de los eventuales activos que tendrá que vender GDF en Bélgica para hacerse con el control de SUEZ.

e) *Expansión en terceros países*

El Tratado de la Unión Europea no dice nada sobre la propiedad pública o privada de las empresas, tan sólo se dice que deben estar sujetas al control de las ayudas públicas de igual manera a como lo están las empresas privadas. Además, la jurisprudencia no ha admitido la reciprocidad como un criterio para limitar los movimientos de capitales. De forma que éstas tienen legitimidad legal para crecer en terceros países.

En este artículo no se entra en las posibles explicaciones de la fuerte y atípica participación pública en estas industrias. Simplemente, se constata que buena parte de estas empresas se están expandiendo en terceros mercados, adquiriendo así mayor presencia paneuropea. En la figura 1 se representan las cuotas de mercado de estas empresas en distintos mercados



E: Electricidad. G: Gas natural. Debido a la existencia de distintos mercados de producto dentro del sector eléctrico (generación, distribución, comercialización a clientes cualificados), en algunos casos las cuotas de mercado de las distintas compañías en un mismo país no están referidas al mismo mercado de producto.

E.ON incluye Endesa; ENEL incluye Electrabel.

Fuente: Informes diversos del sector y de compañías, decisiones de la Comisión Europea.

nacionales de la electricidad y del gas en Europa. La presencia de E.ON en España, así como la de GDF en Bélgica, es la que se produciría si las operaciones propuestas por E.ON y GDF llegan finalmente a materializarse.

Este crecimiento de las empresas se explica, en parte, por cómo el control público facilita el desarrollo de estas empresas, tal y como se ha visto en este punto. Así, determinadas empresas energéticas han podido desarrollar sus estrategias de expansión en terceros mercados y, al hacerlo, con ventaja sobre otras no es el mercado el que va seleccionando a los mejores, sino la intervención pública.

3. REGULACIÓN Y DISEÑO DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Los mercados eléctricos nacionales en la UE-15 se caracterizan por la heterogeneidad de sus estructuras y regulaciones, así como por las distintas reglas de funcionamiento de sus mercados. A continuación se comienza explicando cómo afectan estos aspectos al contexto competitivo al que se enfrentan las empresas. Posteriormente, se identifica la situación en cada uno de los Estados miembros. Finalmente, se hacen algunas valoraciones sobre la situación relativa del contexto competitivo, prestando especial atención a dos casos extremos, el español y el alemán. Previamente, se hace una descripción del estado de transposición de las Directivas comunitarias como otro indicador más de la diversidad de contextos regulatorios y, en consecuencia, de competencia en la UE.

El análisis refleja cómo las diferencias regulatorias y de diseño de los mercados generan distintos contextos competitivos y diversos niveles de protección de las empresas incumbentes nacionales, lo que normalmente produciría diferencias en los márgenes comerciales y en las posibilidades de financiación del crecimiento en terceros mercados.

A. ASIMETRÍAS EN TRANSPOSICIÓN DE DIRECTIVAS

Las Directivas comunitarias han permitido que distintos países acabasen adoptando distintos enfoques y calendarios en los procesos de liberalización, apertura e incremento de la competencia en las industrias de la electricidad y del gas. Esto se debe, por una parte, a que las Directivas se limitan a señalar mínimos, por lo que los Estados miembros han tenido la posibilidad de ir más allá de lo que las propias Directivas imponían. Algunos han hecho uso de dicha posibilidad y han liderado los procesos de liberalización y apertura, destacando la situación del Reino Unido. Otros ni siquiera han cumplido la transposición de las Directivas en el plazo estipulado, produciéndose unas asimetrías importantes en los procesos de liberalización y apertura de los distintos países.

La situación es bastante dispar, como ha puesto de manifiesto recientemente la Comisión Europea, que ha expresado su preocupación por el escaso grado de apertura que muestran los mercados de la electricidad y del gas en numerosos Estados miembros. Dicha preocupación no se limita a aspectos estructurales de los mercados, cuyos problemas fueron desarrollados con detalle en la investigación sectorial realizada recientemente por la Comisión⁶. Además, existen problemas que afectan a la regulación y dificultan la contestabilidad de los mercados nacionales de electricidad y gas.

⁶ Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, febrero de 2006 (disponible en http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy).

Así, la Comisión ha enviado escritos de requerimiento a diecisiete Estados miembros, a los que ha abierto los respectivos procedimientos de infracción por no trasponer las Directivas del gas y de la electricidad. Los diecisiete Estados miembros aperecidos son Austria, Bélgica, República Checa, Alemania, Estonia, España, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lituania, Letonia, Polonia, Suecia, Eslovaquia y Reino Unido, mientras que aún se está examinando la conformidad de las legislaciones de Portugal y Hungría⁷.

De acuerdo con la Comisión, la no transposición o la transposición incorrecta de las Directivas comunitarias dificulta la apertura de los mercados energéticos a la competencia. Además, la existencia de «*diferencias de criterio entre los Estados miembros [...] impide la emergencia de un auténtico mercado europeo gobernado por la competencia*».

Este hecho muestra el reconocimiento por parte de la Comisión de que los Estados miembros de la UE han optado por imponer unas normas regulatorias que impiden el desarrollo de la competencia, así como la nueva entrada de empresas procedentes del exterior. En particular, la Comisión ha identificado los siguientes problemas como barreras a la entrada y obstáculos para la competencia:

- Persistencia de precios regulados, que bloquean la nueva entrada de empresas en los mercados nacionales.
- Falta de separación jurídica y de gestión suficientes entre los gestores de las redes de transporte y distribución, lo cual impide garantizar su independencia.
- Discriminación en el acceso de terceros a la red e insuficiente transparencia de tarifas.
- Insuficiente posibilidad de elección de proveedor por parte del consumidor.
- Existencia de contratos históricos que dan acceso preferencial a unas compañías sobre otras.
- Ausencia de notificación de las obligaciones de servicio público e indicación insuficiente del origen de la electricidad.

Insuficientes competencias otorgadas a los reguladores, en especial en la fijación de tarifas de acceso a las redes. Esta observación de la Comisión es muy relevante y está en la línea con lo que apuntaba en la investigación sectorial presentada en febrero de 2006: «*Parece que en numerosos Estados miembros, el poder de los reguladores nacionales debería incrementarse en diversas áreas*»⁸.

⁷ Ver nota de prensa de la Comisión Europea, *La Comisión actúa contra los Estados que no han abierto debidamente sus mercados de energía*, IP/06/430, de 4 de abril de 2006 (disponible en <http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/430&format=HTML&aged=0&language=ES&guiLanguage=en>).

⁸ Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, febrero de 2006, *Executive Summary* (disponible en http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/execsum.pdf). Traducción propia.

Por tanto, se observa que la propia Comisión Europea denuncia que los retrasos en la transposición de las Directivas comunitarias (no es lo que se dice), así como las diferencias regulatorias en los Estados miembros, se están configurando como barreras de entrada en diversos grados y, de alguna forma, como protección de los operadores nacionales.

B. ESTRUCTURA, REGULACIÓN Y DISEÑO DE LOS MERCADOS

Paralelamente, la estructura, la regulación y el diseño de los mercados eléctricos son muy variados en los distintos Estados miembros de la UE, ocultándose en estas diferencias elementos que pueden constituir barreras de entrada o mecanismos de protección de los operadores nacionales frente a potenciales competidores extranjeros, así como elementos favorecedores de la expansión de las compañías nacionales en otros países más abiertos a la competencia.

A continuación, se realiza una comparativa de la estructura, organización y diseño de los mercados eléctricos de los distintos Estados miembros de la UE. En la medida en la que los mercados siguen siendo de dimensión nacional, se comienza identificando en qué medida estos factores afectan al contexto competitivo dentro de cada Estado miembro y a la entrada de nuevos competidores, o cómo favorecen la posición de las empresas incumbentes y su proyección hacia otros países. Se ha seleccionado una serie de aspectos de la regulación que tienen una fuerte incidencia sobre el contexto competitivo de los mercados.

a) *Estructura de los distintos mercados*

El análisis de la estructura de los mercados suele ser lo primero que estudian las autoridades de competencia para valorar la existencia o no de problemas de competencia. Es decir, la existencia o no de posiciones de dominio individuales o colectivas, y los riesgos de que se abuse de dichas posiciones.

Para identificar el grado de concentración relativa se ha utilizado la clasificación que hace la Comisión Europea⁹. La Comisión diferencia entre mercados muy altamente concentrados, con un índice Herfindahl-Hirschman (HHI) superior a 5.000 puntos; altamente concentrados, los que tienen un HHI entre 1.800 y 5.000 puntos; y moderadamente concentrados, los que tienen un índice entre 750 y 1.800 puntos.

Se ha modificado el índice que la Comisión asigna a España, dado que con el cambio normativo de 2004¹⁰ se ha producido una transforma-

⁹ *Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Report on progress in creating the internal gas and electricity market*, COM (2005), p. 20.

¹⁰ Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la

ción relevante en el mercado español. Concretamente, la generación de energía en régimen especial ha pasado a venderse mayoritariamente en el *pool*. Teniendo en cuenta la situación del mercado tras dicho cambio, y midiendo las cuotas de mercado en términos de energía vendida en el *pool*, por considerar que es la medida más correcta de la presencia efectiva de un operador en el mercado, el HHI en España, según estos cálculos, se situó en 2005 en torno a los 1.700 puntos.

En la segunda columna de la tabla 6 se indica el grado de concentración en cada uno de los Estados de la UE-15, observándose que en la mayoría el índice supera los 1.800 puntos (concentración alta o muy alta).

En todo caso, el análisis estructural no puede ser concluyente. Puede suceder que la regulación y el diseño de los mercados impidan el comportamiento independiente de las empresas, de forma que no pueda concluirse que existan posiciones de dominio pese a las elevadas cuotas de mercado de algunos operadores. Por tanto, procede analizar, a continuación, cómo afectan la regulación y los diseños de los mercados a los posibles comportamientos estratégicos de las empresas.

b) *Mecanismo de fijación de precios*

En un mercado en el que los precios se forman en el cruce de la oferta y la demanda (es decir, con criterios marginalistas) y donde no existe poder de mercado, la estrategia maximizadora de beneficios para un generador competitivo consiste en ofertar su coste variable¹¹. De este modo, si el operador resulta programado recuperará por lo menos sus costes variables y, si no resulta programado, al menos no incurrirá en pérdidas. Ofertar por encima del coste variable le supone arriesgarse a no resultar programado cuando ello le hubiera resultado rentable, mientras que ofertar por debajo le supone arriesgarse a resultar programado cuando ello le produce pérdidas.

En un mercado marginalista es fácil juzgar si las ofertas que hacen los generadores son competitivas o no, ya que la referencia competitiva indica sin lugar a dudas que dichas ofertas deben simplemente ser iguales a los costes esperados de funcionamiento (incluyendo coste de oportunidad). Así, sus costes variables representan el estándar objetivo contra el que el regulador puede juzgar la conducta del generador¹².

actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (*Boletín Oficial del Estado*, núm. 75, 27 de marzo de 2004).

¹¹ En este contexto, un generador competitivo es uno que no tiene expectativas de poder influir en el precio del mercado de forma significativa o que no tiene una elevada cantidad de generación inframarginal que se pueda ver beneficiada por el incremento en el precio del mercado.

¹² Sin embargo, aún quedan ocasiones de difícil detección, como es el tema de «retirada económica» de capacidad si el mercado es voluntario. La retirada de capacidad ocurre cuando una cen-

Por lo tanto, en los mercados marginalistas, las estrategias orientadas a influir en el resultado del mercado son fácilmente detectables por el regulador o la autoridad de competencia, ya que se evidencian inconsistencias temporales en las ofertas de una central o diferencias anómalas entre ofertas de grupos de misma tecnología pero de diferentes propietarios (por ejemplo, entre las ofertas de un generador dominante y otro competitivo). El hecho de que la oferta óptima se corresponda con los costes variables de generación de la propia central aporta una mayor información sobre la disponibilidad de las centrales y las ofertas del resto de generadores, y hace que el nivel de la demanda no suponga una ventaja para los generadores con grandes parques de generación (o verticalmente integrados con una elevada cuota de demanda) con respecto a los generadores con pocas centrales.

Por el contrario, si el mercado es de tipo «*pay-as-bid*», en el cual el generador recibe como remuneración el precio de su oferta, las ofertas óptimas de los generadores competitivos no guardan relación con sus propios costes variables. En estos mercados las ofertas de los generadores competitivos reflejan la expectativa del precio de equilibrio que «despeja» el mercado («*clears the market*»), incluso cuando dicho precio está distorsionado por el abuso de poder de mercado de generadores dominantes. Esta ausencia de un estándar de referencia propio para las ofertas hace que sea más compleja la labor de detección de prácticas anticompetitivas en un mercado bilateral. En un mercado bilateral no es posible detectar quién es el agente responsable de que se haya incrementado el precio, ya que todos los agentes pueden declarar haber ofertado al precio de mercado esperado.

Por ello, dada la mayor facilidad de detección de estrategias anticompetitivas en mercados marginalistas, y la imposibilidad de excluir a competidores, es previsible que estos mercados tiendan a generar resultados más próximos a los competitivos que los mercados de tipo bilateral.

Asimismo, y ante el debate conceptual, cabe apoyarse en las conclusiones de la economía experimental. Por ejemplo, el Premio Nóbel de economía Vernon Smith ha encontrado que *pay-as-bid* lleva a precios más estables, pero también más altos^{13, 14}.

tral que podría haber generado a los precios de mercado (porque sus costes eran inferiores al precio de mercado) no lo hace. Esta retirada puede ser explícita (retirada física de la capacidad) o implícita (ofertando a niveles de precios muy elevados). Las ofertas a niveles muy elevados son fáciles de detectar en mercados marginalistas, mientras que la retirada física es más fácil de detectar cuando existe una obligación de ofertar la capacidad al mercado mayorista.

¹³ S. RASSENTI, V. SMITH y B. WILSON, *Discriminatory Price Auctions in Electricity Markets: Low Volatility at the Expense of High Price Levels*, Department of Economics, University of Arizona, 2001.

¹⁴ La ambigüedad sobre el impacto de la regla de *pay-as-bid* llevó a los expertos nombrados para analizar el mercado californiano a concluir: «*We are somewhat skeptical also of the claims that pay-as-bid pricing will diminish the ability of the parties to collude tacitly to increase prices. A bidding process that is repeated daily is precisely the kind of game that lends itself to such collusion;*

En esta situación se puede concluir que resulta más probable que los generadores se comporten de forma competitiva en un mercado marginalista que en uno bilateral, sin que esta característica por sí sola sea determinante.

c) *Obligación de participación*

El hecho de que un mercado sea centralizado y de participación obligatoria tenderá a hacer que la forma en que asigna los recursos se aproxime a la solución competitiva¹⁵. En primer lugar, asegura la liquidez del mercado, donde los generadores competitivos pueden vender su energía sin que se les pueda discriminar y los nuevos comercializadores pueden obtener energía también sin discriminación.

En segundo lugar, la existencia de un mercado centralizado y de participación obligatoria hace que toda la energía sea programada a través de ese mercado, que las ofertas sean comparables y que todas puedan ser sujetas a la supervisión del regulador. Si, por ejemplo, existieran varios mercados, las diferencias en las reglas obstaculizarían la comparación entre ofertas. Asimismo, al existir un único mercado centralizado no existe posibilidad de arbitraje entre uno y otro que dificulte el seguimiento de conductas anticompetitivas.

Finalmente, que el mercado sea de participación obligatoria hace que sea fácil detectar estrategias de retirada de capacidad, por lo que se desincentiva esa forma de abuso.

d) *Incentivo explícito a la capacidad de generación*

En ocasiones, las preocupaciones sobre el poder de mercado en los sistemas eléctricos se centran en las horas de mayor demanda porque es en esas horas donde se piensa que los precios pueden subir drásticamente con pequeños cambios en las ofertas o la disponibilidad de los generadores, convirtiéndose los generadores más grandes en productores pivotaes.

*changing the pricing rule would not alter that. Indeed, recent experiments conducted at Cornell University, University of Arizona and CalTech all suggest that experimental subjects learn how to collude tacitly under either pricing rule» (A. KAHN, P. CRAMPTON, R. PORTER y R. TABORS, «Pricing in California Power Exchange Electricity Market: Should California switch from uniform pricing to pay-as-bid pricing?», *Blue Ribbon Panel Report*, p. 11). El *Panel* concluyó que usar *pay-as-bid* generaría ineficiencias en el despacho, reducción de competencia en generación y dificultaría la expansión de la capacidad.*

¹⁵ La palabra centralizado no es quizá la más apropiada, ya que todos los mercados eléctricos necesitan de coordinación centralizada, pero ha sido utilizado en la literatura en el contexto del debate «centralizado vs. descentralizado» para referirse a despacho obligatorio o despacho voluntario. Ver R. WILSON, «Architecture of Power Markets», *Econometrica*, vol. 70, núm. 4, 2002, pp. 1299-1340.

Es decir, que su producción resulta indispensable para atender la demanda. Este poder de generador pivotal sería tanto mayor cuanto más estrecho fuera el margen de reserva con el que opera el sistema.

La existencia de incentivos a la construcción y permanencia de centrales de generación (tales como el denominado «pago por garantía de potencia» en España o las obligaciones de capacidad en los mercados del este de los Estados Unidos) busca asegurar que la potencia instalada se sitúe por encima de la demanda máxima y exista siempre un margen de reserva. La existencia de dicho margen de reserva reduce también la posibilidad de que los generadores sean pivotaes. De este modo, cuanto mayor sea el margen de reserva (facilitado por el pago explícito de capacidad), mayor será el tamaño necesario para poder constituirse en generador pivotal y mayor la probabilidad de que el resultado del mercado se acerque al competitivo.

Por todo ello, la existencia de incentivos a la construcción y permanencia de centrales de generación reduce los incentivos al abuso de poder de mercado.

e) *Mecanismos de asignación de las interconexiones*

Las importaciones a través de la interconexión permiten ejercer presión competitiva sobre las ofertas de los incumbentes siempre y cuando el acceso de los generadores al otro lado de la interconexión se realice de una manera abierta y transparente. Si el acceso a la interconexión se encuentra cerrado, por ejemplo, por la existencia de contratos de largo plazo, o si la asignación de la interconexión se realiza mediante reglas administrativas, la presión competitiva de las importaciones no será efectiva. Las importaciones tampoco ejercerán presión competitiva si los cargos por el uso de la capacidad de interconexión hacen que dicho uso no resulte rentable.

La asignación competitiva de capacidad de generación a agentes sin posición de dominio en el mercado nacional asegura que los agentes tradicionales no podrán bloquear la entrada de energía procedente de sistemas interconectados. No obstante, el mismo efecto puede conseguirse mediante otros sistemas tales como la adopción de principios de tipo «úselo o piérdalo». En efecto, para que la importación ejerza presión competitiva no es preciso que ésta sea utilizada por agentes pequeños, sino que efectivamente se produzca la importación cuando importar es eficiente, es decir, cuando hay ganancias de comercio o, si no hay un mercado, cuando la interconexión se utiliza para enviar energía de un punto barato a un punto caro.

Por ello, los mecanismos de asignación de la interconexión internacional determinarán hasta qué punto la capacidad de interconexión existente

ejerce o no presión competitiva sobre el comportamiento de los agentes dominantes y los precios del mercado.

f) *Separación generación/transporte*

Las autoridades han mostrado en numerosas ocasiones su preocupación por la posibilidad de que la integración vertical entre la generación y el transporte (incluyendo la operación del sistema) pueda llegar a permitir al agente integrado discriminar en perjuicio de los nuevos entrantes, erigiendo de este modo barreras a la entrada. En particular, las autoridades temen que las decisiones «estratégicas» del transportista puedan estar relacionadas con la conexión, desarrollo, operación y mantenimiento de las redes, creando problemas (por ejemplo, restricciones) o demorando la solución de los problemas que puedan surgir y que afecten a los generadores independientes. Por tanto, a mayor nivel de separación entre el transporte y el resto de las actividades, mayor grado de contestabilidad en el mercado.

g) *Regulación sobre el uso de las redes*

El acceso y cargos por uso de las redes determinan la posibilidad y viabilidad económica de que la energía de competidores independientes circule y desplace la energía de los agentes tradicionales. Si los requisitos para el acceso a las redes permiten la discriminación entre generadores, podrían surgir barreras a la entrada y abusos de poder de mercado.

Para que la competencia en el mercado mayorista beneficie a los consumidores finales debe existir libre acceso a las redes de transporte y distribución con tarifas idénticas para todos los agentes (incluido el incumbente).

Por el contrario, el acceso a las redes puede erigirse en una barrera a la entrada cuando:

- existe discrecionalidad por parte de los agentes tradicionales en la determinación de los cargos correspondientes, y
- la determinación de los cargos se produce de forma *ex-post*, ya que tiende a suponer una mayor fuente de incertidumbre para los nuevos entrantes.

Por lo tanto, los países donde la competencia será más intensa serán aquellos donde el acceso sea universal y las tarifas sean determinadas *ex-ante* por un regulador independiente.

RESUMEN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS ORGANIZATIVAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CONSIDERADOS

TABLA 6

<i>País</i>	<i>Grado de concentración (un)</i>	<i>Mercado Marginalista/Bilateral</i>	<i>Mercado obligatorio/voluntario</i>	<i>Asignación interconexión</i>	<i>Separación Generación/Transporte</i>	<i>Regulación de redes</i>
Alemania	Alta	B	V	SB, PLS, PR y RE	Legal	negociada ^m
Francia	Muy alta	B	V	SB, PLS, PR y RE	Legal (Estado)	ex ante
Italia	Alta	B-M (2004)	O (2004)	SB, PLS, PR y RE	Propiedad	ex ante
Reino Unido	Moderada	B	V	SB	Propiedad	ex ante
España	Moderada	M	O	PLS, PR y SB	Propiedad	ex ante
Suecia	Moderada	M/B	V	A: PLS y SB; MS	Legal (Estado)	ex post
Holanda	Moderada	M/B	V	SB	Propiedad	ex ante
Finlandia	Moderada	M/B	V	MS	Legal (Estado)	ex post
Bélgica	Muy alta	B	V (2005)	F: PLS; H: SB	Legal	ex ante
Austria	Moderada	B	V	SB, PLS, PR y RE	Legal	ex ante
Grecia	Muy alta	B	N.D.	I: SB, RE y PR	Legal (Estado)	ex ante
Portugal	Muy alta	B	O (2006)	E: PR y SB	Legal	ex ante
Dinamarca	Moderada	M/B	V	A: SB; MS	Propiedad	ex post
Irlanda	Muy alta	B	O (2006)	RU: SB	Legal (Estado)	ex ante
Luxemburgo		B	N.D.	N.D.	Legal	ex ante

PLS: Primero en Llegar, Primero en ser Servido (*first come, first served*); PR: Prorrateo; SB: Subasta; MS: *Market split*; RE: Retención y contratos a largo plazo. Legal (Estado) significa que el estado posee el operador del sistema de transporte y participa en una o más compañías distribuidoras. La escala de grises reflejada en las celdas busca representar el impacto de las diferentes características como sigue: Blanco = pro-competitivo; Gris claro = Intermedio; Gris oscuro = Anti-competitivo.

* Ex post desde 2005.

h) *Resultados de la comparación*

Los resultados de la comparación de la estructura y diseño de los mercados europeos se resumen en la tabla 6. Cada celda tiene asignada un tipo de sombreado en función de si las distintas características de cada mercado favorecen o no que el mercado sea competitivo (blanco: pro-competitivo; gris claro: intermedio; gris oscuro: anticompetitivo).

Las principales conclusiones que se extraen de este análisis son las siguientes. Por una parte, existen una serie de aspectos de los diseños de los mercados eléctricos que tienen una clara incidencia sobre las condiciones competitivas de los mercados, la protección de los operadores nacionales frente a la competencia exterior y las posibilidades de obtener ingresos extraordinarios.

Básicamente, se trata del carácter marginalista en la fijación de precios, la obligatoriedad de participación en el mercado y la separación de propiedad del transportista respecto de las actividades de generación, que facilitan la rivalidad entre los operadores nacionales y su exposición frente a potenciales entrantes. Adicionalmente, los pagos a la capacidad de generación incentivan la existencia de un margen de reserva y limitan la posibilidad de subir artificialmente los precios en horas punta. Por último, el hecho de que la asignación de la interconexión se haga por subasta y se excluya de la misma a los operadores considerados como dominantes acentúa el carácter pro-competitivo del mercado.

Por otra parte, existe una enorme diversidad dentro de la UE-15 sobre la concreción de cada uno de estos aspectos en los mercados eléctricos nacionales, de forma que las empresas nacionales se han enfrentado a unos contextos competitivos muy distintos y previsiblemente han operado con unos márgenes también distintos.

Adicionalmente, el diseño del mercado español destaca entre los más competitivos de la UE-15.

- En este sentido, cabe señalar que en la Europa occidental (Europa de los 15), sólo España tiene un mercado predominantemente marginalista. Otros mercados en la muestra tienen también características marginalistas (Finlandia y Suecia), pero el volumen de energía negociado bajo este sistema de formación de precios es reducido. Los demás mercados europeos son fundamentalmente bilaterales (donde los precios se forman mediante *pay-as-bid*). No obstante, el Real Decreto-ley 3/2006 supone un paso atrás en el reconocimiento del mercado en la resolución de los problemas económicos en este sector.
- El mercado eléctrico español se distingue también en este sentido por ser un mercado de participación obligatoria¹⁶. De entre los paí-

¹⁶ Aunque las reglas del mercado eléctrico permiten la contratación bilateral física, más de un

ses de la Europa occidental, actualmente Italia es el único país, junto con España, en el que la participación en el mercado es obligatoria para los generadores.

- La asignación de la conexión internacional con Francia y Marruecos en España está sujeta a un esquema de «primer llegado, primer servido» que puede favorecer a los agentes tradicionales. Sin embargo, también aplica el prorrateo y las subastas con Francia y Portugal, por lo que el esquema de «primer llegado, primer servido» no puede ser utilizado por los agentes tradicionales para bloquear la entrada de generación e impedir que la capacidad de interconexión ejerza presión competitiva. Otros países de la muestra utilizan esquemas similares. Sin embargo, España destaca también en esta medida porque recientemente el gobierno ha decidido restringir el uso de la capacidad de interconexión por parte de los generadores principales, por lo que la capacidad de importación se encuentra en manos de agentes diferentes, contribuyendo a la presión competitiva en el mercado de generación (dada la escasa capacidad física de interconexión, esto me parece muy optimista).
- En España, la propiedad de la generación y el transporte (incluyendo operación del sistema) se encuentran separados, de modo que los agentes tradicionales no pueden discriminar en el desarrollo, operación y mantenimiento de las redes en perjuicio de los nuevos entrantes¹⁷. El grado de separación existente en España es igual al de Italia, Holanda y el Reino Unido. En el resto de países de la muestra la separación entre la generación y el transporte es legal. En concreto, en Francia y en los países nórdicos la separación legal se ve afectada por la coincidencia del Estado tanto en la propiedad del operador del sistema de transporte como en su participación en una o más de las empresas distribuidoras.
- Con respecto al acceso y cargos por uso de las redes, la gran mayoría de países tiene acceso libre (con la notable excepción de Alemania), mientras que en la reglamentación sobre cargos por acceso hay dos países de la muestra que permiten el cálculo de cargos de manera *ex post*. Los demás países, incluida España, tienen acceso libre y con tarifas determinadas de manera *ex ante*, que resulta ser la solución más pro-competitiva.

Por último, en el extremo contrario destaca Alemania, cuyo mercado es predominantemente de carácter bilateral y donde no es obligatoria la participación en el mercado organizado, que se caracteriza por tener un escaso grado de liquidez¹⁸. Además, hasta fechas muy recientes no existía

99 por 100 de la producción eléctrica en España pasa por el *pool* marginalista y menos de un 1 por 100 es objeto de contratación bilateral física (con remuneración *pay-as-bid*).

¹⁷ El hecho de que una elevada proporción (50 por 100) de los planes de entrada de generadores sea de agentes independientes tiende a apoyar esta impresión.

¹⁸ La electricidad vendida en el mercado organizado representa en torno al 11 por 100 del consumo del país.

regulación alguna del acceso de terceros a la red, generándose numerosos problemas de abuso de posición de dominio.

Con objeto de dar una idea más precisa de las diferencias que pueden presentarse entre los casos español y alemán, a continuación se contrastan algunos aspectos específicos de las industrias de la electricidad y del gas en ambos países.

En Alemania, el mercado organizado de electricidad, *European Energy Exchange* (EEX), se crea tarde, en julio de 2002; es poco líquido, ya que apenas recoge el 10 por 100 de la energía vendida. En consecuencia, la mayor parte de las transacciones mayoristas de electricidad se realizan mediante contratos bilaterales de largo plazo. Esto puede configurarse como una barrera de entrada para potenciales comercializadores entrantes, que no tienen garantizado el *input* necesario para el desarrollo de su actividad. Asimismo, también puede constituir una barrera de entrada para los generadores, al no tener garantizado un volumen de clientes suficiente para poder desarrollar de forma rentable la actividad.

Además, el principal suministrador de electricidad es también titular de parte de las redes de transporte de electricidad, aproximadamente 42.000 km, lo que representa en torno al 38 por 100 del total del mercado alemán¹⁹. Esta actividad otorga a este operador una importante fuente de ingresos estables, que resulta de un enorme valor en un sector caracterizado por fuertes inversiones para el desarrollo de la actividad y una enorme volatilidad en los ingresos derivados de la misma. Además, ante la ausencia histórica de regulación de acceso a las redes de transporte, la integración vertical se ha configurado como una barrera de entrada para potenciales competidores. Finalmente, la tarifa del suministro minorista la proponen los distribuidores, con lo que parece lógico pensar que los riesgos de déficit de tarifa están muy acotados.

Contrariamente, en España, en la industria eléctrica, la participación en el mercado organizado es obligatoria, lo que facilita la entrada de nuevos competidores; persiste el suministro a tarifa y los problemas de déficit tarifario, lo que disminuye enormemente la rentabilidad de esta actividad. En la tabla 7 se muestra cómo el precio del suministro a tarifa ha venido disminuyendo en términos reales a lo largo de los últimos años, lo que no guarda ninguna relación con la evolución de los costes y da una idea de hasta qué punto el suministro a tarifa ha moderado los ingresos de las compañías eléctricas. Finalmente, la red de transporte se ha transferido a un tercero (REE), por lo que los operadores en actividades abiertas a la competencia no disponen de dicha fuente de ingresos estables. No se entiende bien por qué vuelve a describirse la situación española, cuando a eso se dedicaba el subapartado anterior.

En la industria del gas, Gas Natural fue obligada a vender sus activos de transporte y su participación en Enagás (gestor de la red de transporte);

¹⁹ Fuente: E.ON, *Strategy & Key Figures 2005*.

TABLA 7

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA MEDIA O DE REFERENCIA EN ESPAÑA,
AÑOS 1997-2006

Año	Real Decreto	Variación anual (%)		Variación real (%)
		Tarifa	IPC	
1997	RD 2657/96	-3,00	2,00	-5,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40	-5,03
1999	RD 2821/98	-5,57	2,90	-8,47
2000	RD 2066/99	-4,85	4,00	-8,85
2001	RD 3490/00	-1,52	2,70	-4,22
2002	RD 1483/01	0,32	4,00	-3,68
2003	RD 1436/02	1,65	2,60	-0,95
2004	RD 1802/03	1,72	3,20	-1,48
2005	RD 2392/04	1,71	3,40	-1,69
2006	RD 1556/05	4,48	2,00	2,48
Total		-8,69	28,20	-36,89

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

se le ha sometido a unas cuotas máximas de aportaciones de gas al sistema; se le impusieron obligaciones de subasta del gas proveniente de Argelia como medida para fomentar la entrada de nuevos operadores, y han entrado múltiples operadores en competencia.

4. CONTROL DE CONCENTRACIONES Y AYUDAS PÚBLICAS

A. ASIMETRÍAS EN EL CONTROL DE CONCENTRACIONES

El control de las operaciones de concentración se lleva a cabo por autoridades nacionales de competencia o por la Comisión Europea, según el sistema de asignación de casos establecido en la normativa. Las peculiaridades de cada uno de los mercados, las deficiencias en la coordinación de las decisiones y algunas particularidades de las normativas nacionales han hecho que operaciones aparentemente similares se hayan tratado de forma significativamente diferente.

Se pueden poner muchos ejemplos que ratifican estas divergencias de criterios. Basta contrastar el proceso de consolidación registrado en Alemania y en España. En Alemania, a lo largo de los últimos años, ha venido disminuyendo el número de operadores principales, sin que el *Bundeskartellamt* viera problemas en ello. Esto fue así hasta la operación de concentración E.ON/Ruhrgas, que fue prohibida por la autoridad de competencia alemana. No obstante, la operación fue finalmente autorizada por el Ministro de Economía, haciendo uso de su capacidad de veto a las decisiones de la autoridad de competencia, por consideraciones de interés general. El principal argumento en que el Ministerio basó su decisión fue precisamente el redimensionamiento del operador alemán para posicionarse en el futuro mercado europeo de la energía y la consecuente mejor garantía en el suministro.

Por tanto, en Alemania se ha producido una sensible consolidación en el sector por la que el número de operadores verticalmente integrados se ha reducido de nueve a cuatro. El proceso continúa, con las progresivas adquisiciones de las pequeñas compañías distribuidoras que todavía son propiedad de los Ayuntamientos.

Contrariamente, en España, los criterios de las autoridades de competencia para la consolidación empresarial en el sector eléctrico han sido muy restrictivos, y son numerosas las operaciones que han sido denegadas. Por ejemplo, se pueden citar los casos de Endesa/Iberdrola²⁰, Unión Fenosa/Hidrocantábrico²¹, Iberdrola/Berrueza y otras²², Gas Natural/Iberdrola²³, o Endesa/Gas Natural²⁴. Además, no se ha puesto ningún obstáculo a la entrada de operadores extranjeros, como son los casos de ENEL, EDP, AES, ESB, Electrabel, etc.

En esta línea de discrepancias relativas a los criterios de aplicación del control de concentraciones se puede poner otro ejemplo muy paradigmático. Se trata de las diferencias de análisis en las distintas operaciones que se han planteado sobre Endesa. Así, la Comisión Europea ha estimado que la operación E.ON/Endesa no requería un análisis en profundidad, principalmente debido al pequeño solapamiento de sus actividades, y la ha autorizando en primera fase y sin condiciones. Contrariamente, la autoridad de competencia portuguesa lleva nueve meses analizando los efectos de la operación Gas Natural/Endesa sobre el mercado portugués, y actualmente está en la segunda fase del procedimiento. Y ello, pese a que en dicho país no se producen solapamientos entre las partes, si se conside-

²⁰ Expediente C60/00, Endesa/Iberdrola, Informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, de 10 de enero de 2001.

²¹ Expediente C54/00, Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico, Informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, de 17 de mayo de 2000.

²² Acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de diciembre de 2001.

²³ Resolución de la CNE sobre la solicitud de autorización presentada por Gas Natural SDG, S. A., para tomar participaciones en el capital social de Iberdrola, S. A.

²⁴ Expediente C38/99, Endesa/Gas Natural, Informe del Tribunal de Defensa de la Competencia, de 6 de mayo de 1999.

ra que los mercados no son de dimensión ibérica, como hasta ahora han mantenido las autoridades de competencia.

Por tanto, las diferencias de criterio en la aplicación del procedimiento de control de concentraciones es un elemento adicional que ha hecho que las posibilidades de crecimiento de las empresas eléctricas en Europa hayan sido diferentes.

B. ASIMETRÍAS EN LAS AYUDAS PÚBLICAS

En los sectores energéticos algunas compañías operan con precios administrados, como ocurre en algunos casos con el suministro minorista. Otras veces reciben ayudas públicas, por ejemplo, para financiar servicios de interés general, como puede ser la garantía de suministro, con la subvención a fuentes energéticas autóctonas, como es el caso del carbón en numerosos Estados miembros. Otro tipo de ayudas pueden provenir de la propia asignación de los derechos de emisión de CO₂ o los pagos relativos a los costes de tránsito hacia la competencia.

Aunque es cierto que estas ayudas están sujetas al control de la Comisión Europea, no es menos cierto que los niveles de las ayudas concedidas difieren significativamente entre Estados miembros. Dada la diversidad de ayudas y las peculiaridades de cada Estado miembro, resulta probable que éstas acaben situando a las distintas empresas europeas en desigualdad de condiciones.

Además, el hecho de que la Comisión haya autorizado buena parte de estas ayudas no significa que no puedan constituirse en elementos de protección frente a potenciales competidores. Así lo ha reconocido la propia Comisión, por ejemplo, con el caso de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), que suponen una distorsión en el mercado y que pueden haber constituido una barrera de entrada²⁵.

Sin ánimo de ser exhaustivo, y con objeto de destacar la entidad de las ayudas otorgadas, se puede citar el caso de Alemania, donde se vienen otorgando importantes subvenciones a la industria del carbón. Concretamente, el plan de reestructuración de la industria del carbón para el período 2006-2010 prevé unas ayudas de 12.000 millones de euros para las diez minas existentes, de las que cuatro cerrarán en 2010. De esos 12.000 millones de euros, aproximadamente 9.000 son para financiar su actividad corriente.

Igualmente, se otorgan importantes beneficios fiscales para la gestión de los residuos radioactivos y el cierre de las centrales nucleares, a través de un favorable tratamiento para las provisiones que se hacen con estos

²⁵ Caso núm. COMP/M.3440-EDP/ENI/GDP.

finés. Se estima que estos beneficios fiscales oscilan en torno a los 17.000 millones de euros.

Finalmente, se puede citar el generoso sistema de asignación de derechos de emisión en Alemania, superior al que realmente necesitan los operadores energéticos, y la posibilidad que tienen de trasladar el coste de los derechos al precio de venta de la energía. Efectivamente, la asignación de derechos en Alemania ha sido muy favorable para los operadores energéticos. En conjunto, para todos los sectores se han asignado más derechos de los necesarios (un 4 por 100 más). Éste es un fenómeno que no se ha limitado al sector energético y que responde a una mejor negociación por parte alemana.

Esta situación contrasta con la de España, donde se han asignado menos derechos de los necesarios (un 5 por 100 menos para el conjunto de sectores), y el Gobierno ha aprobado el Real Decreto 3/2006, que pretende eliminar los beneficios derivados de la entrega gratuita de los derechos o del aumento del precio mayorista de la electricidad que resulta de la adquisición de derechos de emisión. La situación no tiene perspectivas de cambiar en el medio plazo, ya que no se podrán otorgar a España los derechos necesarios, dado que está muy lejos de los compromisos de Kioto. Todo esto constituye otro ejemplo de cómo las empresas europeas disponen de unas posibilidades de crecimiento muy dispares. No se destacan las ayudas al carbón en España o las relativas a la moratoria nuclear, ya que el objeto no es hacer una comparativa, sino simplemente destacar que ante tan elevado y variado nivel de ayudas, el «*level playing field*» sería una pura casualidad.

5. CONCLUSIONES

En este artículo se ha mostrado que las empresas europeas no se encuentran en igualdad de condiciones para posicionarse en el futuro mercado único de la energía en la UE. La situación es muy heterogénea, destacando en el extremo más proteccionista el eje franco-alemán, frente al hispano-británico, más orientado al mercado.

Se ha observado cómo la propiedad pública confiere a las empresas unas ventajas especiales para crecer en Europa. Concretamente, están protegidas frente a posibles compradores extranjeros y, en el mejor de los casos, obtienen una financiación ajena más barata. Además, suele coincidir que donde hay propiedad pública, la regulación y el diseño de los mercados otorgan a estas empresas cierta protección frente a la competencia nacional o extranjera, permitiéndolas obtener unas rentas extraordinarias que pueden aplicar adquiriendo competidores de otros Estados miembros.

No obstante, la protección de las empresas nacionales no se limita al caso de las empresas de propiedad pública, dándose otros casos en los que

las empresas reciben protección frente a la competencia extranjera y apoyo para su proyección en Europa, de forma que puede afirmarse que en esta carrera hacia el mercado único europeo no existe un «*level playing field*».

Como resultado de todo esto, los operadores energéticos más protegidos en sus mercados nacionales no sólo mantienen el dominio en sus respectivos mercados nacionales, sino que además van expandiendo su presencia en otros Estados miembros.

El problema no es tanto la existencia de un «*uneven playing field*» como los escasos instrumentos disponibles para corregirlo. Por ejemplo, la eficacia de los instrumentos de competencia es limitada. El Tratado de la UE no entra en la cuestión de la propiedad pública o privada de las empresas, de forma que poco se puede hacer si en un Estado miembro se ha decidido mantener la propiedad pública de sus empresas energéticas. Tampoco se ha hecho nada para contrarrestar que los mercados de capitales otorguen financiación en mejores condiciones a las empresas con participación pública. Finalmente, no existe un regulador europeo con competencias para impulsar un juego competitivo más justo.

Pero lo que es más grave, no ha habido voluntad de corregir dichas desigualdades cuando ha habido oportunidad de hacerlo. Por ejemplo, la Comisión ha destacado la situación asimétrica que se ha producido en los procesos de consolidación empresarial en Europa, contrastando el caso alemán, en donde el Gobierno aprobó la concentración de los principales operadores del gas y de la electricidad con la concentración E.ON/Ruhrgas, con el portugués, en el que la Comisión prohibió una concentración de naturaleza semejante²⁶. No obstante, la Comisión no ha impuesto ninguna condición que permitiera corregir dicha asimetría, ni siquiera en parte, cuando ha tenido ocasión de hacerlo. Concretamente, no lo ha hecho cuando E.ON ha salido de compras fuera de Alemania, por ejemplo con la adquisición de MOL en Hungría o la de Endesa en España, aunque en el primero de los casos se aprobase con condiciones y tras un análisis en profundidad.

La Comisión tampoco ha impuesto condiciones de desinversión en el mercado de origen cuando las empresas dominantes en sus mercados de origen han salido de compras en terceros mercados, financiando dichas compras con las rentas extraordinarias obtenidas gracias a la favorable regulación nacional²⁷. Con ello, ha actuado de forma contradictoria a como lo ha hecho en otros sectores, donde se ha aceptado que las empresas que gozan de derechos especiales en determinados mercados no pue-

²⁶ Previsiblemente, la cuestión se va a continuar planteando en el futuro. Basta tener en cuenta el actual debate en el diseño del programa del partido socialista francés, donde existe una fuerte presión para proponer la concentración de GDF y EDF. Ver *Les Echos*, 8 de junio de 2006.

²⁷ La única excepción en los sectores energéticos donde la Comisión ha tenido en cuenta estos efectos contrarios a la competencia fue en el caso COMP/M.1853 EDF/ENBW, de 7 de febrero de 2001, apartado 48.

den utilizar subvenciones cruzadas provenientes de estos mercados para financiar sus actividades en otros no regulados²⁸.

Las consecuencias del «*uneven playing field*» y la ausencia de iniciativas para corregirlo son claras. Por una parte, la concentración E.ON/Endesa podría desencadenar una ola de concentraciones de semejante magnitud y naturaleza. GDF/SUEZ ya ha sido la primera de ellas, ENEL ya ha obtenido un empréstito significativo para previsiblemente hacer la segunda, y en Francia se ha desencadenado cierto debate sobre la posible concentración EDF/GDF, resultando previsible que se produzcan otras operaciones en un futuro próximo.

Efectivamente, los procesos de consolidación empresarial normalmente se producen por oleadas, de forma que cuando un operador se dimensiona con la adquisición de otro, normalmente sus rivales reaccionan para no distanciarse en tamaño del operador principal²⁹. En ocasiones este riesgo ha sido tenido en cuenta por las autoridades de competencia³⁰, pero éste no ha sido el caso en la operación E.ON/Endesa.

Alternativamente, esta operación podría provocar una fuerte reacción proteccionista de los Gobiernos hasta ahora más liberales para evitar efectos no deseados de la situación existente, como los que se describen a continuación.

En primer lugar, la libre circulación de capitales en un contexto de «*uneven playing field*» como el que existe actualmente en Europa no garantiza que las empresas más eficientes sean las que acaben imponiéndose en el mercado, sino las que han disfrutado de mayor protección pública, y precisamente por eso, es más que probable que no sean las más eficientes.

²⁸ Este principio general, establecido ya desde la sentencia Corbeau (Sentencia de 19 de mayo de 1993 del TICE en el asunto C-320/91, apartado 19), ha sido seguido por la práctica de la Comisión. Ha habido una doble preocupación en relación con las subvenciones cruzadas y el control de concentraciones: (i) la concentración en un mercado no regulado puede ser contraria a Derecho comunitario si ha sido financiada con fondos provenientes de un abuso de posición dominante en el mercado regulado (Sentencia de 20 de marzo de 2002 del TPI en el asunto T-175/1999, UPS/Comisión y Deutsche Post, apartados 55 y 61), y (ii) la concentración puede no autorizarse si se demuestra que existe un riesgo de subvenciones cruzadas que puedan tener un efecto anticompetitivo en el mercado de la concentración (véase, por ejemplo, decisiones de la Comisión COMP/M.1606, EDF/South Western Electricity, de 18 de julio de 1999, apartado 37; caso IV/M.1347, Deutsche Post/Seuricor, de 23 de febrero de 1999). En relación con el primer motivo, si se analiza el núcleo del argumento del Tribunal en la sentencia UPS se puede llegar a la conclusión, por implicación, de que una concentración en sí misma puede ser contraria al Derecho comunitario si ha tenido origen en un acto contrario a las normas de la competencia, independientemente del mercado de donde proceda este acto y del mercado donde tenga lugar la concentración.

²⁹ K. GORTON y ROSEN, *Eat or Be Eaten: A Theory of Mergers and Merger Waves*, abril de 2005.

³⁰ El TDC tuvo en cuenta este riesgo de reacciones en el mercado como consecuencia de una operación de concentración en el expediente Heineken/Cruzcampo y fue precisamente este riesgo —el de que la fusión Heineken-Cruzcampo diera lugar a la integración entre Mahon y San Miguel y el duopolio imperfecto que resultaría— lo que le llevó a recomendar al Consejo de Ministros la prohibición de la operación.

En segundo lugar (y es aún más grave), con la adquisición del sexto operador eléctrico europeo (Endesa), se marca un nuevo hito sobre las empresas potencialmente adquiribles, de forma que se va hacia un mercado con un número máximo de cinco grandes operadores, no descartándose incluso alguna concentración entre estos cinco.

Finalmente, en la medida en la que los operadores vayan haciéndose con poder de mercado en los mercados nacionales, resultará muy sencillo que lleguen a un fácil entendimiento de reparto de mercados, evitando enfrentarse entre sí. En otras palabras, existe la posibilidad de que el mercado europeo termine controlado por un número reducido de operadores, con un reparto geográfico del mercado, con los consecuentes efectos sobre los precios y la competitividad de la economía europea. El procedimiento de control de concentraciones debería aplicarse para evitar este tipo de estructura oligopolista de mercado, pero de momento no se han hecho este tipo de consideraciones.

