

COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

JUAN JOSÉ ALBA RÍOS

EDUARDO MOREDA DÍAZ¹

Dirección de Regulación de Endesa

1. INTRODUCCIÓN: LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como consecuencia de la Directiva 96/92/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, se aprobó la Ley 54/97, del Sector Eléctrico, que traspuso a la legislación española los principios de liberalización del sector eléctrico recogidos en la Directiva.

Con esta ley, el sector eléctrico quedó organizado en diversas actividades, según el mismo esquema vigente en el resto de la Unión Europea:

- Generación,
- Transporte y distribución,
- Suministro o comercialización,
- Operación del sistema.

La aprobación de esta ley supuso la introducción de la libre competencia en la generación y el suministro de energía eléctrica, mientras que transporte, distribución y operación del sistema continuaron siendo actividades reguladas.

Esto supuso un cambio fundamental. La generación dejó de ser una actividad regulada, en la que las inversiones eran planificadas por la Administración, el operador del sistema decidía las centrales que iban a ser despachadas en cada momento, cuya retribución era establecida por la Administración mediante valores estándares, y pasó a desarrollarse en libre competencia: las decisiones de inversión empezaron a ser tomadas libremente por las empresas generadoras y las centrales

1. Con la colaboración de César Martínez Villar, José Joaquín Sellan Iribarren y Luis Prieto Moragon.

tenían que competir entre sí en los mercados para vender su producción, al precio que resultase en los citados mercados.

La comercialización o suministro de energía eléctrica dejó gradualmente de ser responsabilidad de los distribuidores, que hasta entonces suministraban a los consumidores conectados a sus redes a tarifas establecidas por la Administración, al permitirse a los consumidores eléctricos adquirir su energía libremente (de acuerdo con un calendario de liberalización, empezando por los mayores consumidores hasta extenderse esta libertad de elección a todos los usuarios a partir del 1 de enero de 2003). A tal efecto se creó la figura del comercializador, que era la sociedad mercantil que, pagando el correspondiente acceso a las redes de transporte y distribución, compraba energía en los distintos mercados para venderla a consumidores finales o a otros sujetos del sistema.

De esta forma, tras la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico, los consumidores podían comprar su energía a los comercializadores (al precio pactado con ellos),² o comprar su energía a los distribuidores a las tarifas reguladas por el Gobierno. Esta última posibilidad ha desaparecido desde el 1 de julio de 2009. A partir de dicha fecha, la totalidad de la demanda es suministrada por comercializadores a través del libre mercado, si bien se mantiene la tarifa de último recurso para consumidores de baja tensión con menos de 10 kW de potencia contratada.³

1.1. GENERACIÓN

La actividad de generación (o producción) en el sistema eléctrico nacional se desarrolla en un régimen de libre competencia, como queda establecido en el art. 11 de la Ley del Sector Eléctrico:

1. La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia en el mercado de producción de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

Esta libertad de instalación de nueva capacidad de generación ha permitido que en los últimos años hayan aparecido nuevos operadores en el sector de la generación eléctrica, y se hayan llevado a cabo cuantiosas inversiones en nueva capacidad de generación.

En la actividad de generación coexisten y compiten diversas tecnologías: cen-

2. También podían acudir directamente al mercado mayorista a comprar la energía necesaria, aunque, por motivos prácticos, esta posibilidad sólo es aprovechada por clientes de gran tamaño.

3. A diferencia de las tarifas existentes hasta el 30 de junio de 2009, la tarifa de último recurso no es aplicada por los distribuidores, sino por los denominados comercializadores de último recurso.

trales hidráulicas, nucleares, de carbón, de fuel-oil y de ciclo combinado de gas natural (CCGT). Éstas pertenecen al denominado régimen ordinario. En la actualidad la tecnología utilizada en la práctica totalidad de los nuevos proyectos de generación térmica es el ciclo combinado de gas natural, por razones económicas, técnicas y ambientales. En pocos años esta tecnología ha pasado de no utilizarse a ser la tecnología más usada en el régimen ordinario, y a ser el caballo de batalla de los nuevos entrantes en el mercado eléctrico.

Asimismo, dado el estímulo regulatorio que la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la cogeneración han tenido en los últimos años, que ha culminado con las últimas directivas de la Unión Europea, la capacidad instalada y la producción de estas tecnologías, que pertenecen al llamado régimen especial han tenido un crecimiento incluso más espectacular que el experimentado por los nuevos entrantes en el régimen ordinario.

Las centrales de régimen ordinario y las de régimen especial compiten en el mismo mercado eléctrico. La única diferencia entre ellas es que las segundas reciben un tratamiento regulatorio diferenciado, al tratarse de tecnologías que nuestro legislador (y la Unión Europea) han querido promover. Las centrales de régimen especial pueden vender su energía a un precio fijado por la Administración, independiente del precio de mercado, o al precio de mercado pero recibiendo un complemento o prima. Por lo demás, todas están sujetas, en general, a los mismos procedimientos de mercado, operación y despacho y tienen obligaciones muy similares desde los puntos de vista técnico y regulatorio.

1.2. MERCADO MAYORISTA: DÓNDE COMPRAN Y VENDEN

GENERADORES, COMERCIALIZADORES E INTERMEDIARIOS

El mercado mayorista, denominado en la normativa española «mercado de producción», engloba una serie de mercados que aparecen recogidos en el propio art. 11 de la Ley 54/1997.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados.

El mercado a plazo, el mercado diario y los mercados intradiarios son los mercados en los que la oferta y la demanda están formadas por los distintos generadores, comercializadores y consumidores finales que acuden directamente al mercado, que compran y venden la energía eléctrica libremente en función de sus intereses.

En general, estos mercados son gestionados por el operador del mercado ibérico de Energía, cuyo polo español, OMEL, gestiona el mercado diario y los mercados intradiarios, y cuyo polo portugués gestiona el mercado a plazo. Existen

también los denominados mercados no organizados u OTC (del inglés *over the counter*), donde generadores, comercializadores y consumidores compran y venden bilateralmente, sin la intervención del operador del mercado.

Los procesos de resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos son utilizados por el operador del sistema para asegurar el equilibrio entre oferta y demanda en cada instante y garantizar la seguridad del sistema eléctrico. En ellos, los generadores venden productos tales como la reserva (mantener una central disponible para subir o bajar su nivel de producción en minutos o segundos, cuando lo requiera el operador del sistema) o modifican su producción para asegurar que se respetan los límites de la red o que se corrigen adecuadamente perturbaciones en el suministro.

En general, y de modo muy simplificado, es en el mercado mayorista donde los generadores venden a los comercializadores la energía que éstos necesitan para suministrar a sus clientes. Normalmente los clientes finales no participan en el mercado mayorista (aunque pueden hacerlo y, de hecho, algunos clientes con grandes consumos lo hacen habitualmente). El precio mayorista no es, normalmente, el que pagan los consumidores finales (del mismo modo que el precio internacional del Brent no es el que pagan los consumidores de gasolina), pero sirve de referencia fundamental a los comercializadores (del mismo modo que el precio internacional del Brent sirve de referencia a los vendedores al por menor de gasolina).

Las complejidades técnicas del suministro eléctrico hacen que el mercado mayorista, en realidad, esté formado por varios mercados con horizontes temporales diferentes en los que se compran y venden distintos productos (desde un suministro eléctrico constante para un año determinado hasta la disponibilidad para variar la producción de una central eléctrica en cuestión de segundos), todos los cuales son necesarios para asegurar la producción y entrega de la electricidad. Como ocurre en otros mercados de materias primas, no sólo compran y venden los productores y los comercializadores, sino que existe una pluralidad de intermediarios, que contribuyen a dar liquidez.

Como ya se ha dicho, los consumidores finales no suelen participar en el mercado mayorista. Sin embargo, el mercado mayorista es la base sobre la que se construye el suministro a los clientes finales: un mercado mayorista competitivo es el elemento fundamental para que pueda hablarse de un suministro eléctrico en competencia. Es en el mercado mayorista de electricidad donde se desarrolla la competencia entre los generadores, que han alcanzado niveles muy elevados gracias a la incorporación de numerosos nuevos entrantes, tanto en el régimen ordinario de generación como en el régimen especial (baste citar a empresas como Gas Natural, E.on, Acciona, Electrabel, Alpiq, etc.), lo que ha reducido de forma muy acelerada la concentración del sector existente en los primeros años de historia del mercado.

Este capítulo se centra en el mercado mayorista, desde una perspectiva de competencia. Tras una breve introducción, dejamos para otro momento una discusión del desarrollo de la competencia en el mercado minorista.

1.3. LA COMERCIALIZACIÓN O SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Los comercializadores son las entidades que compran energía a los generadores y utilizan las redes de transporte y distribución para suministrarla a los clientes.

Del mismo modo que la generación, el suministro de electricidad se configura como una actividad en competencia. Los comercializadores luchan por reducir al mínimo sus costes operativos y maximizar sus ventas, obteniendo de esta forma el mayor margen posible. La presión competitiva se encarga de transferir parte de este margen a los consumidores, vía reducción del precio o mejora de los productos y servicios ofrecidos.

Todavía está pendiente alcanzar un nivel de desarrollo de la competencia en el suministro de electricidad similar al alcanzado en generación. En este caso las dificultades no provienen de la falta de nuevos entrantes, sino del efecto de la existencia de una tarifa regulada hasta la mitad del año 2009 y de la existencia de la tarifa de último recurso a partir de entonces.

Una tarifa regulada de forma administrativa constituye, de forma innegable, un valor de referencia contra el que no puede luchar ningún suministrador en el mercado si no se establece de forma adecuada. Y en España hemos vivido muchos años de tarifas insuficientes, que no recogían el coste completo del servicio, por lo que un comercializador no podía competir contra ellas. El interés político de la administración por disponer de unas tarifas eléctricas reducidas se ha convertido durante mucho tiempo en el principal escollo para la liberalización del suministro de electricidad, contra el que nada han podido hacer los suministradores.

Afortunadamente, este problema ha quedado resuelto para una parte importante de la demanda, ya que actualmente sólo existe tarifa regulada para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, aunque este sector supone aproximadamente el 95 % de los consumidores. Es de esperar que en un futuro no muy lejano este umbral se reduzca, limitándose con ello la capacidad de la administración para intervenir en el mercado de suministro de electricidad a los clientes finales.

1.4. LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Según el esquema introducido por la Ley 54/1997, no todas las actividades del sector eléctrico están sometidas a competencia. La red eléctrica sigue siendo un monopolio natural: una hipotética competencia en la prestación de este servicio no conduciría a una mayor eficiencia en la asignación de los recursos, pues se desarrollarían infraestructuras redundantes, lo que acabaría suponiendo un mayor coste para el sistema y, por lo tanto, para los consumidores.

Este hecho es manifiestamente claro en el caso de la distribución de energía eléctrica: no resultaría eficiente que coexistieran varios distribuidores en una misma zona, cada uno de ellos tratando de llegar con sus redes a todos los consu-

midores. Esto supondría multiplicar los costes y las molestias para los usuarios, infraestructuras infrautilizadas y duplicadas, más perturbaciones por obras y zanjas, etc. Por esta razón, esta actividad se realiza en régimen de monopolio: cada distribuidor es responsable de desarrollar y operar la red en una zona determinada, pero no puede cobrar por ello el precio que desea, sino que su retribución es establecida por la Administración. La existencia de varias grandes compañías distribuidoras (cinco grandes y un gran número de empresas de pequeño tamaño) permite (teóricamente) al regulador realizar comparaciones entre los niveles de inversión y coste y la calidad de servicio de cada distribuidor, con objeto de fijar la retribución de cada compañía.

Desgraciadamente, todavía está pendiente de desarrollo el esquema regulatorio que permita fijar de manera objetiva la retribución de la actividad de distribución, teniendo en cuenta la calidad de servicio alcanzada, las inversiones realizadas y los activos existentes.

Otra actividad que tiene características de monopolio natural es la operación del sistema: ésta consiste en la «dirección técnica» del conjunto del sistema eléctrico, para asegurar que en todo momento la energía producida es igual a la consumida, que el sistema de generación y suministro funciona de manera segura y es capaz de resistir a posibles incidencias y perturbaciones, que todos los productores y consumidores conectados (o que desean conectarse) a la red son tratados de manera no discriminatoria y que la red se va desarrollando para hacer frente a las necesidades futuras.

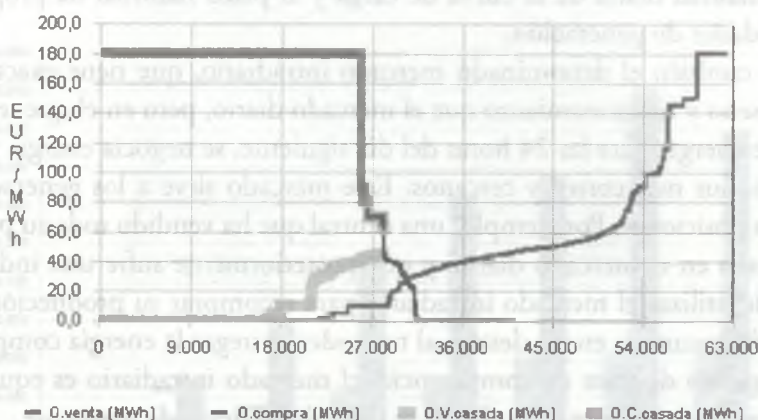
En algunos países, como España, la operación del sistema y la red de transporte están unidas en una misma entidad (en nuestro caso, Red Eléctrica de España). En otros casos (como el Reino Unido, buena parte de Latinoamérica o de los Estados Unidos), la operación del sistema es un monopolio separado del transporte, y pueden existir diversos transportistas (todos ellos sometidos a la planificación y explotación comunes dictadas por el operador del sistema). De este modo el regulador puede comparar a los transportistas entre sí (lo que suele denominarse competencia referencial) para conseguir la máxima eficiencia en el desarrollo de la red.

2. EL MERCADO DIARIO

El **mercado diario** es la parte del mercado mayorista en el que se compra y vende energía para el día siguiente. Suele conocerse también como **mercado spot** o **pool** (así se conoció el primer mercado eléctrico de estas características, en Inglaterra y Gales). En España (y en la mayoría de los países de la Unión Europea) el mercado diario se organiza mediante una subasta de energía para cada una de las 24 horas del día siguiente, en la que participan principalmente las centrales eléctricas como vendedoras. Esta subasta es gestionada por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), Polo Español, OMEL. El cruce de oferta y demanda que se realiza en estas subastas es lo que suele conocerse como «casación».

Resultado de estas 24 subastas son 24 precios horarios, que son los que cobran todos los generadores que producen en cada una de esas horas. Esto es lo que se denomina un mercado marginalista. Precisamente este carácter marginalista ha sido objeto de polémica, por lo que volveremos sobre él, con más detalle, al final de este capítulo.

Mercado diario - Hora 20 - 02/06/2010



Fuente: OMEL

La existencia de un mercado diario o *spot* es habitual en todos los países de nuestro entorno. Sus gestores, equivalentes a OMEL, son denominados *power exchanges* en la terminología internacional. No obstante, a diferencia de lo que ocurre en la mayoría de los países europeos, OMEL tiene una función de operador del mercado definida en la legislación sectorial, y un papel cuidadosamente establecido en la regulación. Una situación similar ocurre en Italia. En otros países de la Unión Europea, como Francia, Alemania, Holanda o el Reino Unido, el operador del mercado no realiza una función definida por la regulación (de hecho, las directivas europeas del mercado interior de electricidad no tratan esta función), y los *power exchanges* han aparecido, normalmente, como iniciativa de los participantes del mercado, como entidades que facilitan la compraventa mayorista y la gestión de los riesgos asociados a ésta. De hecho, en algunos países existen o han existido varios *power exchanges*.

Esta diferencia entre la naturaleza regulatoria de los diversos operadores del mercado lleva a que, en algunos casos (como España) la unidad de oferta básica sea cada una de las unidades en que se organiza una central eléctrica (conocidas como «grupos»), mientras que, en casos como el alemán o el francés, se realizan ofertas «de cartera», donde no ofertan centrales o grupos sino empresas, que pueden tener varias centrales. Estas diferencias regulatorias, así como la existencia de incentivos regulatorios hacia unas u otras formas de contratación, lleva también a que los mercados *spot* difieran mucho en el volumen que negocian. En el caso español, OMEL gestiona la mayor parte de la producción de electricidad (y lo

mismo ocurre en Escandinavia con Nordpool), mientras que en Alemania o Francia la mayor parte de la energía se negocia al margen del mercado *spot* y éste es un mercado de ajustes, donde las empresas compran o venden la energía que les sobra o falta después de sus operaciones bilaterales.

En los mercados de materias primas (o *commodities*) se denomina mercado *spot* a aquél en el que se desarrollan las transacciones de más corto plazo. En el caso de la electricidad, el plazo de 24 horas es el habitual en las operaciones *spot*, debido a la estacionalidad diaria de la curva de carga y al plazo habitual de programación de las unidades de generación.

Existe también el denominado mercado intradiario, que tiene exactamente el mismo diseño y funcionamiento que el mercado diario, pero en el que, en lugar de negociarse energía para las 24 horas del día siguiente, se negocia energía con entrega en periodos más cortos y cercanos. Este mercado sirve a los generadores para ajustar sus posiciones. Por ejemplo, una central que ha vendido toda su producción para mañana en el mercado diario, y que posteriormente sufre una indisponibilidad, puede utilizar el mercado intradiario para recomprar su producción, pues de lo contrario incurriría en un desvío, al no poder entregar la energía comprometida. Desde el punto de vista de competencia, el mercado intradiario es equivalente al diario, por lo que en este capítulo no se discutirá independientemente.

2.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

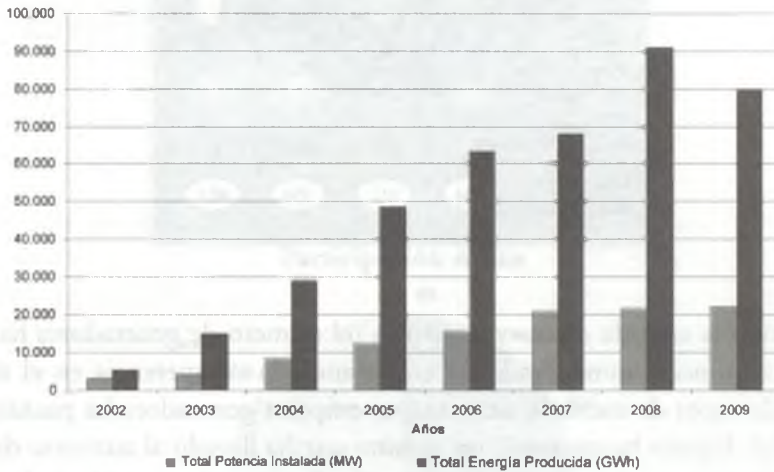
Desde un punto de vista de competencia, no puede separarse la evolución del mercado mayorista de la evolución del parque generador, pues son la entrada de nuevas centrales y empresas generadoras, o los cambios de propiedad del parque generador, los que marcan la evolución de la situación competitiva. Hasta la publicación en noviembre de 1997 de la Ley del Sector Eléctrico, el parque generador español estaba en manos de un grupo relativamente reducido de empresas, cuya retribución estaba regulada y garantizada. La planificación de nueva capacidad no era responsabilidad de las empresas generadoras, sino que estaba centralizada en manos del Gobierno.

A partir de 1998, la producción de energía eléctrica en España se desarrolla en un régimen de libre competencia, esto es, existe libertad de instalación de nueva capacidad de generación y de suministro de combustibles. Este nuevo marco regulador de la actividad eléctrica ha dado lugar a un profundo cambio en el sistema eléctrico, donde las inversiones han pasado a realizarse exclusivamente a partir de las expectativas económicas de las empresas.

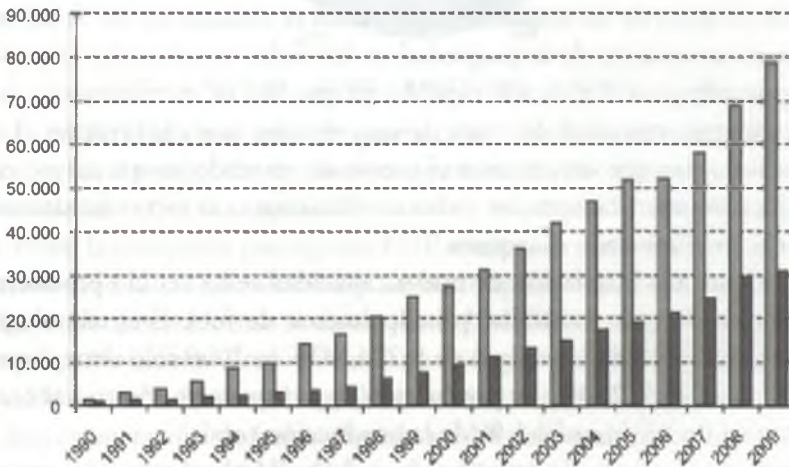
El parque generador español ha pasado de 47.052 MW a finales de 1997 a los 93.215 MW actuales. Destacan especialmente, dentro de la nueva capacidad instalada de régimen ordinario, las centrales de gas de ciclo combinado. La primera de ellas no se instaló hasta el año 2000, pero actualmente suman 22.243 MW instalados (un 24 % del total), siendo la tecnología con mayor potencia instalada del sistema.

Mención especial merece el extraordinario crecimiento de las tecnologías del régimen especial, que en la actualidad suponen el 34 % de la capacidad total instalada con más de 30.000 MW. Dentro de las tecnologías del RE destaca principalmente la eólica, que cuenta con más de 18.000 MW instalados, capacidad superior a cualquier tecnología de régimen ordinario a excepción de los CCGT.

Evolución CCGT

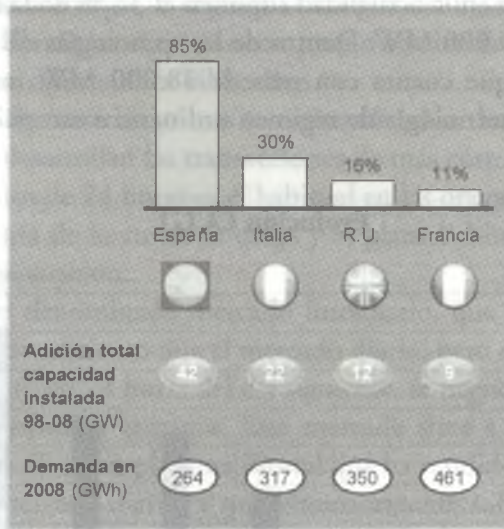


Evolución Régimen Especial



España ha sido el país de la Unión Europea que más capacidad de generación con mayor diversidad de propietarios ha añadido en los últimos doce años. La instalación de toda esta nueva capacidad, centrada en ciclos combinados y eólica,

Incremento de capacidad por país Porcentaje. 1998 a 2008



ha permitido la entrada de nuevos agentes (el número de generadores ha pasado de cinco a quince), aumentando de esta manera la competencia en el mercado eléctrico (la cuota de mercado de la mayor empresa generadora ha pasado del 42 % al 24 %). España ha recorrido un camino que ha llevado al aumento de la presión competitiva en el mercado eléctrico y la disminución notable de la concentración, poniendo de manifiesto la falta de barreras a la entrada de nuevos agentes.

Se puede apreciar en los gráficos siguientes cómo la propiedad de las dos tecnologías que han tenido más crecimiento, eólica y CCGT, se encuentra muy repartida, no teniendo ninguna de las empresas tradicionales ni siquiera un 30 % del total.

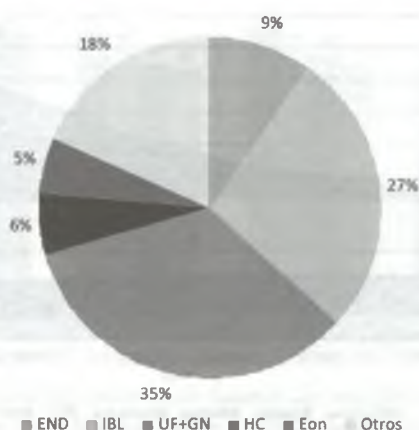
La baja concentración de la propiedad en los ciclos combinados es particularmente importante para el mercado español, ya que ésta es, normalmente, la denominada tecnología marginal. Se trata de las centrales que suministran el último MWh necesario, las que determinan el precio de mercado en un mayor número de horas. La competencia entre los ciclos combinados es el factor fundamental de competencia en el mercado mayorista.

Paralelamente a la instalación de nueva capacidad se ha venido produciendo el cierre paulatino de otras centrales, principalmente de fuel. Esta tecnología, que contaba con una capacidad instalada de 8.214 MW en 2000 solo tiene disponibles 3.927 MW a finales de 2009 y su producción, que disminuye año tras año, se sitúa actualmente en un testimonial 1 % de la producción total.

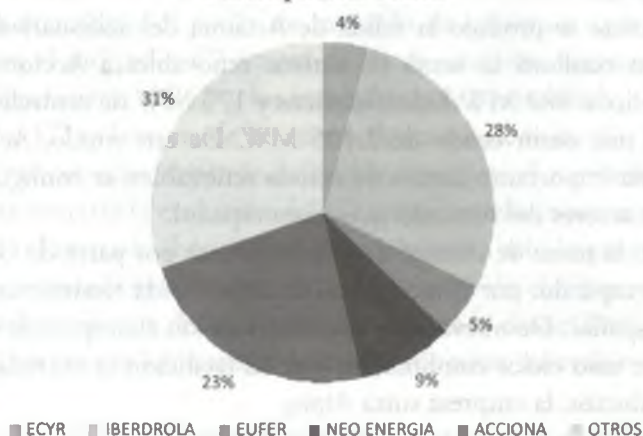
La capacidad instalada de centrales de carbón prácticamente ha permanecido invariable desde 1998, con mínimas reducciones de capacidad de los grupos existentes. Sin embargo, su participación en la cobertura de la demanda se ha visto reducida en gran medida, significando solo un 13 % de la producción total en 2009.

La evolución de la competencia no viene dada sólo por la construcción de nuevas centrales, sino también por las operaciones corporativas que suponen cam-

Participación CCGT



Participación eólica



bio en la titularidad de activos de generación. Desde la liberalización del sector eléctrico se han producido numerosas operaciones de fusión y desinversión en España, que han afectado significativamente a la propiedad del parque generador.

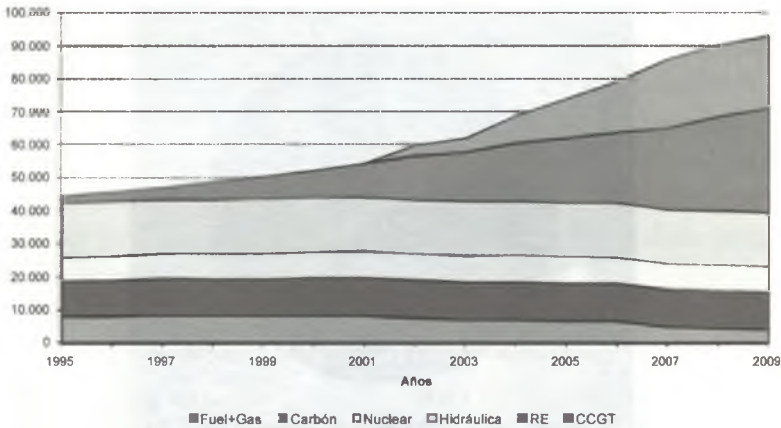
En 1994, la compañía portuguesa EDP compró la totalidad de Hidroantábri-co, permitiendo la entrada definitiva de la compañía lusa en el mercado español, contribuyendo de esta forma al desarrollo del MIBEL.

La compañía italiana Enel se introdujo en España en 2002 a través de la adquisición de los activos de Viesgo, que hasta entonces formaba parte de Endesa.

La mayor operación de fusión llevada a cabo en España fue el conocido proceso de toma de control sobre Endesa, que involucró a varios agentes. Al intento de compra inicial por parte de Gas Natural en 2005 le siguió la oferta de la alemana E.on en 2006, para finalmente ser adquirida conjuntamente por Enel y Acciona y, finalmente, en solitario por Enel.

La adquisición de Endesa originó el traspaso de Viesgo, así como la central térmica de Los Barrios (550 MW) y el ciclo combinado de Tarragona (400 MW)

Evolución de la potencia instalada del parque generador



a E.on, lo que supuso la aparición de esta empresa como uno de los mayores generadores en España.

Posteriormente se produjo la salida de Acciona del accionariado de Endesa. Esta operación conllevó la venta de activos renovables a Acciona, incluyendo 1.248 MW eólicos, 682 MW hidroeléctricos y 175 MW de centrales minihidráulicas, en total una desinversión de 2.105 MW. De este modo, Acciona, que ya disponía de una importante cartera de activos renovables, se configuró como otro de los grandes actores del mercado mayorista español.

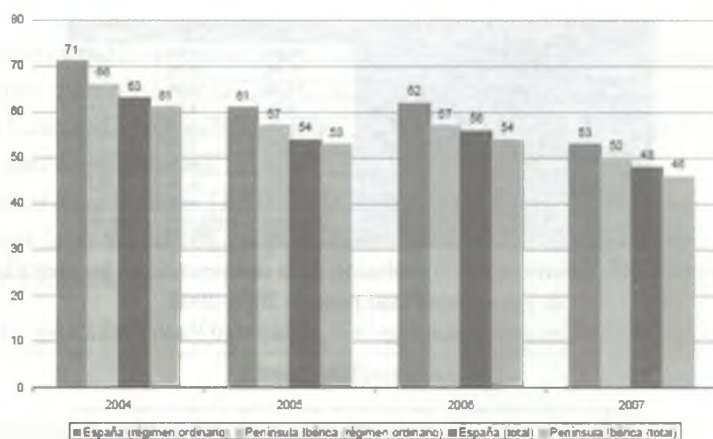
Por último, la toma de control de Unión Fenosa por parte de Gas Natural ha sido el último capítulo, por el momento, de la profunda reestructuración del sector eléctrico español. De nuevo, esta operación ha ido acompañada de la venta de activos, en este caso ciclos combinados, que ha facilitado la entrada, por ahora, a un nuevo productor, la empresa suiza Alpiq.

2.2. EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE CONCENTRACIÓN

Aunque no toda la energía que se consume en el sistema eléctrico español se negocia en el mercado diario, el precio que sale de él es la referencia que toman los agentes para fijar los precios de los contratos bilaterales,⁴ por lo que puede considerarse que condiciona directa o indirectamente el precio que pagan los consumidores por toda la energía que consumen.

De ahí el interés de las autoridades en garantizar que exista un alto nivel de competencia, de tal forma que ningún agente ejerza poder de mercado para alterar la formación de precio en el mercado diario.

4. Del mismo modo que el precio del Brent, que sólo es uno de los tipos de crudo que se negocia internacionalmente, es una referencia básica para todo el comercio de petróleo y sus derivados.



Fuente: *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets, Reports of the Public-Private Sector Research Center 1*, IESE, Giulio Federico y Xavier Vives.

Para tratar de medir este nivel de competencia existen una serie de indicadores que son utilizados por los organismos reguladores para medir el grado de concentración en un mercado y el poder de mercado de cualquier agente. Entre ellos mencionaremos el indicador C2 (cuota de los dos mayores agentes), el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) y los indicadores de pivotalidad.

El indicador C2 es la suma de las cuotas de mercado de los dos mayores agentes. Lógicamente, su valor depende de cuál se considere el mercado relevante. La figura siguiente muestra la evolución del C2 considerando como mercado relevante sólo España, el mercado ibérico, teniendo en cuenta sólo la generación en régimen ordinario o toda la generación, incluyendo también el régimen especial.

Esta marcada tendencia descendente ha continuado desde 2007 hasta hoy, por las desinversiones citadas y la entrada de más producción renovable y nuevos ciclos combinados.

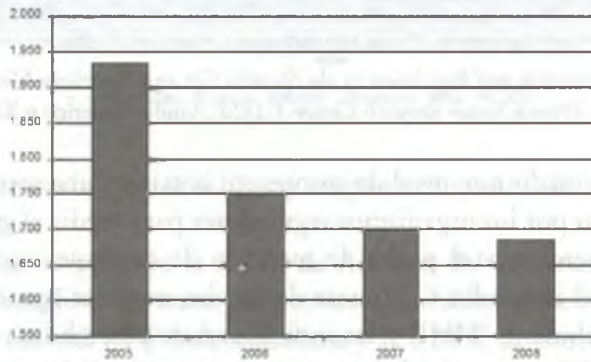
El HHI es uno de los indicadores más utilizados en todo el mundo para medir la concentración de un mercado determinado. Se calcula como la suma del cuadrado de las cuotas de mercado de cada empresa y, por lo tanto, podría tomar valores que van desde 0 (infinitos agentes) hasta 10.000 (un monopolio con un único agente que tiene el 100 % de cuota).

Analizando la evolución del HHI en el mercado español en los últimos años se obtienen los siguientes resultados:⁵

5. Se incluye un rango de valores para el HHI por no disponerse de información detallada sobre la propiedad de las instalaciones del régimen especial. El menor valor corresponde a una hipótesis de propiedad muy atomizada, el valor superior supone que todas pertenecen a un único agente.

Generación total	2006	2007	2008
ENDESA	28,0%	27,8%	26,2%
IBERDROLA	25,4%	23,7%	23,4%
UNIÓN FENOSA	11,3%	12,5%	12,5%
GAS NATURAL	6,7%	6,2%	6,6%
EDP-NEOCANTÁBRICO	5,4%	5,3%	5,4%
EDF-VIESGO	2,0%	2,0%	2,5%
OTROS (RÉGIMEN ORDINARIO)	4,0%	4,5%	6,9%
OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL)	13,8%	14,7%	16,7%
IMPORTACIONES	3,4%	3,2%	2,1%
HB MEDIO ANUAL	1648-1850	1585-1811	1569-1801
Generación neta + importaciones (GWh)	271 079	280 409	284 181

Fuente: CNE, Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2006-2008.



Fuente: CNE. Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. 2005-2007 y 2006-2008.

Suele aceptarse que un HHI inferior a 1.000 significa que no existe ningún tipo de concentración, que un HHI inferior a 1.800 significa que existe una pequeña concentración en el mercado, y solamente con HHI muy superiores a 1.800 existen problemas de concentración en un mercado.

A partir de los datos calculados por la CNE, se puede concluir que el mercado de la generación ha sufrido un proceso de desconcentración por la entrada de nuevos agentes y las desinversiones realizadas por determinadas empresas que han conducido a que desde el año 2006 hayan desaparecido los posibles problemas de concentración existentes en el mercado español. Estos datos no reflejan todavía las recientes ventas de activos de Endesa a Acciona y de Gas Natural Fenosa a Alpiq, que reducen todavía más el HHI del sector, aunque tampoco reflejan la concentración consecuencia del éxito de la OPA de Gas Natural sobre Unión Fenosa.

Otros indicadores que se utilizan para medir el poder de mercado de un determinado agente son los indicadores de pivotalidad: se dice que un generador es pivotal (o pivote) cuando su capacidad de producción resulta necesaria para abastecer la demanda (es decir, si sus centrales no estuvieran disponibles, la demanda no podría abastecerse completamente). Eso quiere decir que un generador pivotal podría, teóricamente, vender su producción al precio que deseara. Cuando no existe ningún generador pivotal, nadie es imprescindible, y siempre existen, al menos, dos suministradores potenciales.

Existen diversas definiciones matemáticas de los índices de pivotalidad, que son utilizadas, por ejemplo, por la CNE, en sus informes de seguimiento de la competencia en el mercado mayorista. Suelen utilizarse el RSI (*Residual Supply Index*) y el PSI (*Pivotal Supply Index*).

El *Residual Supply Index* (RSI) mide lo necesaria que es la potencia de un agente para cubrir la demanda en un periodo de tiempo determinado. Se calcula según la siguiente fórmula:

$$RSI_h = \frac{(CapacidadTotalDisponible_h - CapacidadDisponibleGenerador_{ih})}{DemandaEnergíaTotal_h} \times 100$$

Para detectar la existencia de poder de mercado por parte de algún agente utilizando este indicador se utiliza el «test de Sheffrin», según el cual existirían problemas de competencia si un agente tiene un RSI inferior o igual al 110 % durante más del 5 % de las horas en un año. Se considera un RSI de un 110 % en lugar del 100 % por la necesidad de tener que garantizar un margen de seguridad (del 10 %) sobre la demanda final.

El «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2006-2008», elaborado por la CNE, presenta la siguiente evolución del cumplimiento de este criterio:

	Agente	% de horas con RSI ≤110%	Número de horas con RSI ≤110%	Hipotética cesión de potencia para que RSI fuera ≤110% durante menos del 5% de las horas (MW)
2006	Endesa	4,7%	412	-
	Iberdrola	17,5%	1533	2901
	Otros	0,0%	0	-
2007	Endesa	11,5%	1007	1949
	Iberdrola	18,6%	1629	3454
	Otros	0,0%	0	-
2008	Endesa	1,6%	141	-
	Iberdrola	5,6%	492	265
	Otros	0,01%	1	-

El *Pivotal Supply Index* (PSI) mide las horas en que un generador es necesario para cubrir la demanda. Se calcula según la siguiente fórmula:

$$PSI = \frac{Horas\ en\ que\ (Demanda - Capacidad\ Disponible\ Otros\ Generadores > 0)}{Horas\ Totales} \times 100$$

El mismo informe ya citado de la CNE presenta la siguiente evolución del PSI, que muestra como en 2008 ya ningún generador puede considerarse pivotal:

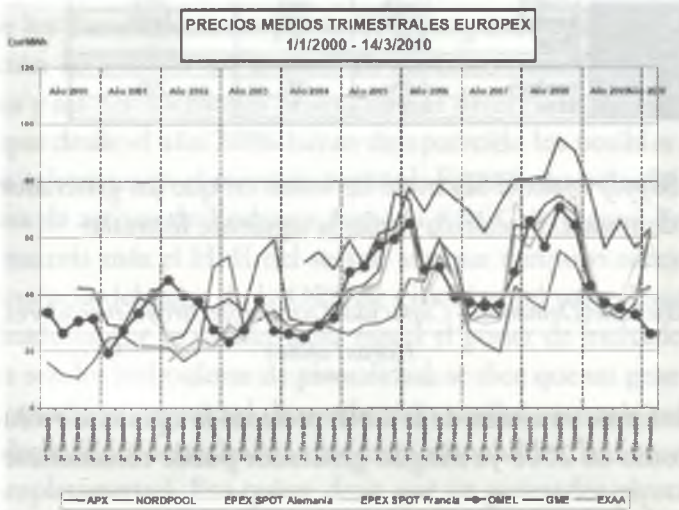
	Agente	% horas con PSI =1	Número de horas con PSI=1	Nivel max de demanda residual horaria (MW)
2006	Endesa	0,1%	6	903
	Iberdrola	3,1%	270	3.954
	Otros	0,0%	0	0
2007	Endesa	1,8%	156	7.130
	Iberdrola	4,4%	386	8.130
	Otros	0,0%	0	0
2008	Endesa	0,0%	0	0
	Iberdrola	0,3%	30	2.127
	Otros	0,0%	0	0

Todos estos indicadores muestran que, aunque puntualmente ha podido haber algún agente con poder de mercado, en la actualidad este poder ha desaparecido y el sistema eléctrico español goza de una sana estructura competitiva.

2.3. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS Y COMPARACIÓN INTERNACIONAL

Las importaciones de electricidad en el sistema español son muy pequeñas (menos del 3 % de la demanda nacional), poniendo de manifiesto el nivel de aislamiento del sistema eléctrico español respecto al resto de Europa. España se encuentra en lo que se denomina habitualmente como «isla energética».

A pesar de este hecho, los precios de la electricidad que ha habido en el sistema español no se han separado significativamente de los habituales en los distintos mercados europeos, principalmente en Francia, Alemania y Holanda (APX):



Fuente: OMEL

Esta convergencia en los precios con el resto de mercados europeos se ha roto desde el cuarto trimestre del año 2009, momento en el que los precios en el mercado español se han hundido con respecto a los registrados en mercados vecinos.

abr-09 may-09 jun-09 jul-09 ago-09 sep-09 oct-09 nov-09 dic-09 ene-10 feb-10 mar-10

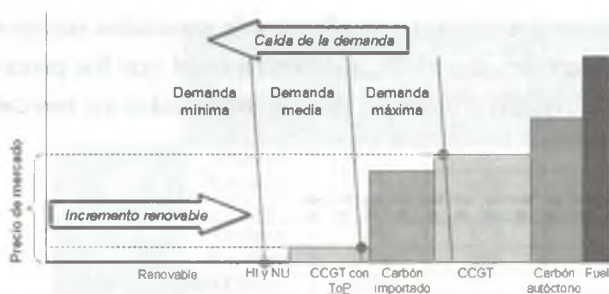


Precio de España en marzo:
 50% del precio de Alemania y Holanda
 44% del precio de Francia
 34% del precio de NordPool
 31% del precio de Italia

Las causas de este desplome se pueden encontrar en una convergencia de factores, tales como la bajada de la demanda como consecuencia de la crisis económica, el gran crecimiento de la producción del régimen especial, la fuerte hidraulicidad del momento, la existencia de contratos *take or pay* de gas y la posible sobrecapacidad instalada.

Desde hace tiempo, el Gobierno español ha promovido la producción a partir de fuentes de energía renovables. Para ello, ha establecido un sistema de tarifas y primas a los productores del régimen especial que han permitido el rápido crecimiento del parque generador renovable. El hito que ahora se ha marcado la Unión Europea de alcanzar un objetivo de producción de energía con fuentes renovables del 20 % con respecto al consumo total de energía va a potenciar aún más el desarrollo del régimen especial, habida cuenta de que el resto de sectores energéticos, especialmente el gas natural y los hidrocarburos, apenas van a poder contribuir al cumplimiento de dicho objetivo.

La promoción de la generación renovable mediante tarifas y primas tiene como lógico resultado que se construya mayor capacidad de estas tecnologías de la que resultaría del libre juego del mercado. Pero no puede olvidarse que la producción renovable compite en el mismo mercado que las centrales del régimen ordinario. La venta de toda esta producción renovable en el mercado diario tiene un gran impacto en el precio, ya que, al ser una producción no gestionable (cuyo coste de oportunidad es cero), estos productores ofertan su energía al precio de 0 €/MWh al mercado, lo que ocasiona que se desplace la curva de oferta y los precios mayoristas sean cada vez más bajos. Los productores del régimen especial no sufren los efectos de esta bajada de precios, dado que, posteriormente, la Comisión Nacional de Energía les complementa los ingresos que obtienen en el mercado hasta completar la retribución que tienen establecida.



El problema radica en la ruptura de la señal de precios a largo plazo del mercado. En el sistema eléctrico compiten tecnologías con diversas combinaciones de costes fijos y variables: centrales con elevados costes fijos (que requieren grandes inversiones, como las hidráulicas, las nucleares o las eólicas) tienen costes variables comparativamente bajos. Centrales con costes fijos más moderados (como es el caso de los ciclos combinados o las plantas de carbón), tienen costes variables comparativamente más altos. Un mercado sin distorsiones envía las señales correctas de inversión en los distintos tipos de tecnologías. De esta forma, los agentes invertirán en una tecnología con un determinado ratio de costes fijos y variables en tanto el mercado permita rentabilizar dichas inversiones. Si se invierte demasiado, los precios caerán por debajo de cierto valor, enviando la señal de no invertir más en dicha tecnología. Sin embargo, la subvención que perciben los productores del régimen especial les permite ignorar las señales del mercado y seguir invirtiendo sin más límite que el posible control que se pueda imponer a la hora de otorgar nuevas subvenciones. Sin embargo, esto tiene un efecto de reducción de los precios que afecta al resto de tecnologías, que sí están expuestas a la señal del precio de mercado. Y no sólo afecta a las decisiones de inversión, frenando la entrada de nueva capacidad convencional, sino también a la viabilidad de las centrales existentes.

Un segundo factor que influye en la situación actual de los precios es el exceso de gas contratado. Cuando se invirtió en la construcción de ciclos combinados, teniendo en cuenta las previsiones de crecimiento de la demanda y los objetivos de desarrollo de la producción renovable (en aquellos años, sensiblemente más moderados que los que se han establecido posteriormente), los generadores firmaron contratos de suministro de gas a largo plazo que incluían cláusulas *take or pay*, como es la práctica habitual en el mercado gasista internacional. En aquel momento no existía otra forma de asegurarse un suministro de gas con la fiabilidad suficiente (desde entonces ha aumentado la liquidez en el mercado *spot* de gas natural licuado). Estas cláusulas obligan al comprador a pagar un cierto volumen del gas contratado, independientemente de que se consuma o no. Y estos volúmenes se establecieron de acuerdo con las previsiones de funcionamiento (unas 5000 o 6000 horas al año) que resultaban del crecimiento de demanda y los objetivos de renovables que existían entonces.

El posterior crecimiento del régimen especial, muy superior a lo que se preveía entonces (repetimos, no por un error de previsión de los generadores, sino por

unos objetivos cada vez más ambiciosos fijados por el Gobierno y unas ayudas cada vez más generosas) ha llevado a que esas centrales de gas (y también las de carbón) se utilicen aproximadamente la mitad de lo entonces previsto. No obstante la dificultad de vender en otros mercados el gas contratado y los costes que ello implicaría para los propietarios de los CCGT (por ejemplo, los elevados peajes que han de pagar por contratar el acceso a la red de de gas, aunque no lleguen a utilizarla), les están obligando a tener que consumir obligatoriamente el gas contratado. Ello les obliga a ofertar la producción de estos CCGT en el mercado a un precio nulo o muy reducido.

Un tercer factor que aparece al tratar de explicar la situación de los precios mayoristas en España es un supuesto exceso de capacidad. En efecto, como ya hemos detallado, en los últimos años se ha llevado a cabo un fuerte proceso inversor en nueva capacidad, tanto del régimen ordinario (CCGT), como del régimen especial. En total existen en la España peninsular más de 93 GW instalados para satisfacer una punta de demanda que históricamente no ha rebasado los 45 GW. De esta capacidad, más de 18 GW son parques eólicos, unos 14 GW son otras instalaciones de régimen especial, casi 4 GW son antiguas centrales de fuel/gas que apenas se utilizan y casi 17 GW son hidráulicos. Existen aproximadamente 41 GW de centrales nucleares, de carbón y de gas natural.

Potencia instalada a 31 de diciembre

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 09/08	MW	% 09/08	MW	% 09/08
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.359	0,0	510	0,0	11.869	0,0
Fuel / gas ^{[1][2]}	3.927	-10,8	2.980	8,2	6.907	-3,5
Ciclo combinado	22.243	2,6	1.392	0,0	23.635	2,5
Total régimen ordinario	61.902	0,2	4.883	4,9	66.785	0,5
Eólica	18.119	16,6	144	0,0	18.263	16,4
Resto régimen especial	13.194	0,1	260	0,8	13.454	0,1
Total régimen especial	31.313	9,0	404	0,5	31.717	8,9
Total	93.215	3,0	5.288	4,5	98.502	3,0

[1] Incluye GICC (Elcogás). [2] En el sistema eléctrico Canario se incluye la potencia de los grupos auxiliares

Fuente: REE

Estos datos pueden llevar a pensar que actualmente existe un exceso de potencia instalada en el sistema español, pero esta conclusión sería precipitada.

La generación renovable, fundamentalmente la eólica y la fotovoltaica, aporta energía al sistema, pero no puede garantizar cuándo ésta se va a producir ni por cuánto tiempo. Se dice, por lo tanto, que no aportan «potencia firme» al sistema. Los datos de REE ponen de manifiesto que sólo el 2,5 % de la potencia eólica en España tiene una firmeza del 95 %, equivalente a la que aporta la generación térmica. Dicho de otro modo, la generación eólica española tiene un 90 % de probabilidad de funcionar entre un 2,5 % y un 50 % de su capacidad.

Esto se pone de manifiesto en que, al mismo tiempo que, mes tras mes, se rompen los récords diarios de producción eólica, también nos encontramos con muchos momentos en los que, en las horas de mayor consumo de electricidad, sólo están produciendo unos pocos cientos de MW de capacidad eólica, de los 18.000 MW que existen. Por otro lado, la generación hidráulica, aunque proporciona más potencia firme que la eólica, está lejos de valores como los que aportan las centrales de gas y carbón.

En la práctica, esto significa que el sistema eléctrico nacional necesita tener instalada prácticamente tanta potencia del régimen ordinario como la que sería necesaria para cubrir las puntas de demanda sin la aportación de ninguna potencia por parte de los productores renovables. Así pues, aunque en la situación actual de debilidad de la demanda pueda hablarse de un cierto exceso de capacidad, éste no parece ser estructural. De hecho, el propio Ministerio de Industria, en la notificación a la Comisión Europea del Real Decreto de restricciones técnicas por garantía de suministro, que tiene como objeto incrementar el uso del carbón nacional en la producción de electricidad (y que se discutirá más adelante en este capítulo), argumenta la necesidad de mantener disponible todo el actual parque térmico, incluidas las centrales de carbón nacional, por razones de seguridad de suministro.

En cualquier caso, esto conduce a que en las horas del año en que los productores del régimen especial están produciendo energía, la potencia disponible sea muy superior a la demanda y la oferta a precio nulo del régimen especial acabe deprimiendo los precios del mercado.

Podría pensarse que esta situación es coyuntural y no estructural, dado que han coincidido en el tiempo una insólita reducción de la demanda y unas fuertes precipitaciones que han disparado la producción hidráulica. Sin embargo, un análisis detallado a largo plazo permite prever que la producción renovable crecerá más rápidamente que lo que pueda crecer la demanda, por lo que esta situación de impacto en el precio del mercado seguirá produciéndose en el futuro, y cada vez con mayor intensidad. La elevada producción hidráulica del primer trimestre tan sólo ha puesto de manifiesto por adelantado los efectos que un exceso de oferta a cero pueden causar en el mercado.⁶

Esta caída del precio mayorista puede resultar positiva para los consumidores a corto plazo, pero pone de manifiesto un problema estructural a medio y largo plazo. El sistema eléctrico necesita el respaldo de la producción con centrales térmicas para las horas en las que los productores renovables no producen, y si éstas no perciben una retribución adecuada y se garantiza su supervivencia financiera, desaparecerán del sistema (o se impedirán futuras inversiones necesarias) poniendo en riesgo la seguridad del suministro, y disparando con ello los precios a futuro.

6. Posteriormente se ha visto cómo una reducción de la producción hidráulica ha permitido un repunte de los precios, que todavía permanecen considerablemente por debajo de otros mercados europeos (según datos de Platt's del 23 de septiembre de 2010, el precio de mercado diario —*day ahead*— para España era en esa fecha de 45,6 €/MWh, frente a 49,7 €/MWh en Alemania, 49,5 €/MWh en Francia o 50 €/MWh en Suiza).

En cualquier caso, no es objeto de este capítulo discutir posibles soluciones a esta situación, sino solamente poner de manifiesto que, al fin y al cabo, el mercado mayorista español se comporta de un modo rabiosamente competitivo. Un nivel de oferta elevado (aunque éste se deba a problemas estructurales o a decisiones políticas y regulatorias, y no al libre juego del mercado) lleva a sustanciales caídas de precio.

2.4. MERCADO RELEVANTE E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

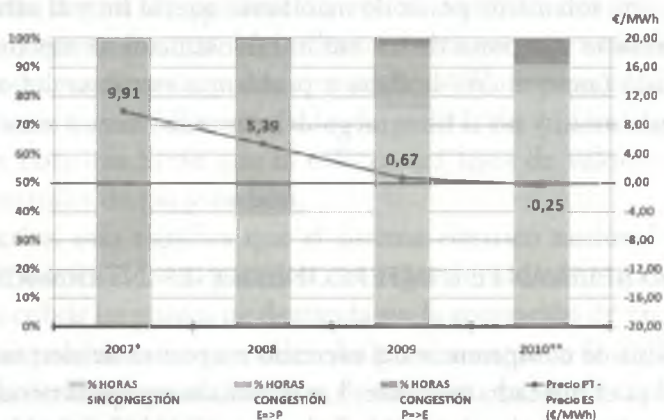
Cualquier análisis de competencia del mercado mayorista de electricidad requiere plantearse cuál es el mercado relevante. Las directivas europeas tienen como objetivo la creación de un mercado único de la electricidad para la Unión Europea, pero es obvio que éste no es, por el momento, una realidad. No obstante, se están desarrollando una serie de iniciativas regionales de integración que permiten, o permitirán en breve plazo, hablar de mercados regionales como el escandinavo, el formado por Alemania, Francia, Bélgica Holanda y Luxemburgo o el mercado ibérico. Estos procesos de integración se encuentran con obstáculos derivados de la capacidad de interconexión insuficiente, en algunos casos, o de la falta de armonización de los mecanismos regulatorios y de mercado, que puede llevar a que la capacidad de interconexión no se utilice de modo óptimo.

En el año 2006 se firmó el Convenio Internacional para el Desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) entre España y Portugal, que establecía los pasos a dar para constituir un mercado ibérico de la energía.

Así, se unificó la operación del mercado diario en los dos países, que se puso en manos del Operador del Mercado Ibérico — Polo Español, con sede en Madrid, que gestiona las interconexiones entre ambos países mediante el mecanismo del *market splitting*,⁷ incorporado dentro de la casación del mercado diario. Esto supone que las ofertas de los generadores y compradores de España y Portugal se tratan conjuntamente, como en un solo mercado. Si, y sólo si, esa casación conjunta da lugar a un despacho de generación en que se satura la capacidad de interconexión, entonces se produce la separación de mercados y aparecen dos precios diferentes. Si en esa situación, por ejemplo, el precio en Portugal fuera más elevado que en España, el sistema garantiza que el flujo de energía de España hacia Portugal sea el máximo técnicamente posible.

7. El *market splitting* es un mecanismo de mercado que permite gestionar el uso de una interconexión entre dos zonas de forma óptima. En tanto exista capacidad suficiente en la interconexión eléctrica entre ambas zonas, el precio del mercado será único. Sin embargo, cuando la interconexión se satura, se separan los precios siendo el precio de la zona importadora superior al de la zona exportadora. En el *market splitting* la asignación de la capacidad de interconexión se integra en la casación del mercado, a diferencia de lo que ocurre en el mecanismo de subastas explícitas, en el que primero se subasta la capacidad disponible en cada periodo, y posteriormente los agentes que han comprado capacidad pueden utilizarla para programar intercambios de energía u ofertas al mercado del país vecino.

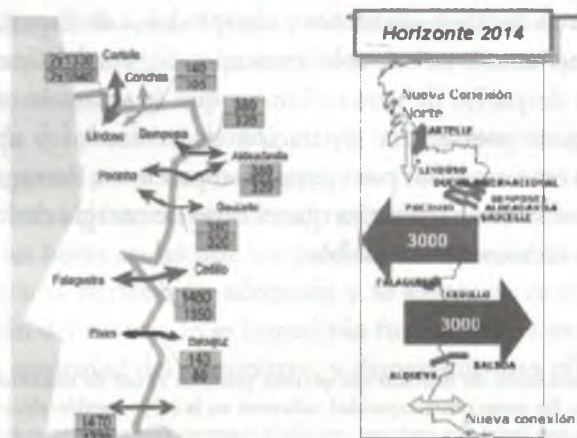
Acoplamiento de mercados vs Diferencia Precios Medios



Fuente: Red Eléctrica de España

Al comienzo de la andadura de MIBEL, los precios de España y Portugal diferían en más de un 75 % de las horas, lo cual ponía de manifiesto que durante la mayor parte del tiempo ambos mercados estaban separados. Sin embargo, un importante desarrollo de las interconexiones, unido a la existencia de nuevas centrales en Portugal, que hacen el mix de producción portugués más parecido al del sistema español, ha provocado que actualmente los precios difieran sólo durante un 15 % de las horas, garantizando que la mayor parte del tiempo se trata de un mercado único. En el futuro inmediato, con los refuerzos previstos de la interconexión hispano-lusa, la separación de los mercados previsiblemente sólo se producirá de forma esporádica.

Interconexión: capacidades actuales y situación prevista en 2014



[MVA] (invierno, en azul; verano en rosa) - Fuente: REE REN Interconexiones SG 2007

Fuente: Consejo de Reguladores del MIBEL

La situación es muy diferente en la interconexión con Francia. Por una parte, la capacidad de las líneas que unen España y Francia es, en términos relativos, muy inferior a la de la interconexión con Portugal. Son bien conocidas las dificultades que ha debido enfrentar el refuerzo de la capacidad existente, con proyectos de interconexión (la línea Aragón-Cazaril) abandonados hace ya años y otros (la interconexión por Girona) muy retrasados y obligados a adoptar soluciones técnicas muy costosas de incierto impacto en la operación.

Pero la falta de capacidad coexiste con un problema regulatorio y de gestión. Entre España y Francia no se ha podido poner en marcha todavía un mecanismo de *market coupling* (que sería equivalente al *market splitting* que existe entre España y Portugal), sino que la interconexión se administra mediante subastas explícitas (es decir, los agentes primero han de comprar capacidad de interconexión para cada periodo y, posteriormente, pueden utilizarla para ofertar a los dos mercados). Eso les obliga a valorar la capacidad de interconexión sin conocer cuáles son los precios a cada lado de la frontera.⁸ Esta separación entre la compra-venta de capacidad y la de energía lleva normalmente a una utilización no óptima de la interconexión. Los agentes pueden equivocarse en sus previsiones, y puede darse el caso de que la energía no fluya del país más barato hacia el más caro.

Pero la situación se agrava en el caso de la interconexión entre España y Francia por la existencia de una anacrónica limitación que impide a los denominados «operadores dominantes» españoles importar energía de Francia a España.

Fruto de esta situación, como han puesto de manifiesto los reguladores de España, Portugal y Francia en su *Regional reporting on electricity interconnections management and use in 2008*, publicado en enero de 2010, la interconexión entre España y Francia no se usa de manera óptima. La interconexión de Francia a España alcanza valores de sólo el 69 % de lo que indicaría la diferencia de precios entre ambos países, mientras que en el sentido España-Francia este valor es del 113 %. Y el uso de la interconexión está más concentrado en sentido Francia-España (donde el principal usuario llega a comprar el 32 % de la capacidad, mientras que sólo compra el 17 % en sentido contrario).

Existe también una interconexión con Marruecos, relativamente pequeña, que permite a la compañía eléctrica marroquí, ONE, actuar en el mercado español.

El análisis de la situación de las tres interconexiones permite asegurar que el sistema ibérico constituye, sin lugar a dudas, el mercado relevante para los análisis de competencia en el mercado mayorista.

8. Lógicamente, la capacidad de interconexión vale, en cada momento, la diferencia de precios entre los dos mercados interconectados.

2.5. INTEGRACIÓN VERTICAL. POSICIÓN LARGA O CORTA DE LAS EMPRESAS

Hasta este momento, todos los indicadores que se han mostrado para medir la concentración del mercado mayorista, o evaluar el poder de mercado de un agente, se basan únicamente en su posición en el mercado de generación.

Sin embargo, estos indicadores no tienen en cuenta la integración vertical de las empresas, dado que todas las empresas con cuotas significativas de generación son también importantes empresas comercializadoras de energía.

Conviene recordar que el abuso de poder de mercado de un agente se manifiesta por la capacidad que tiene ese agente de obtener un beneficio económico excesivo debido a su posible influencia en el proceso de fijación de precios en el mercado. Es decir, no basta con poder afectar a la formación del precio, sino que también es necesario obtener a la vez un beneficio económico excesivo, es decir, tener incentivos económicos para afectar al precio.

Por lo tanto, para analizar el posible poder de mercado de los agentes es necesario considerar el efecto que sus posiciones contractuales, derivadas de sus actividades de comercialización o de negociación mayorista, causan en sus incentivos económicos.

Se puede afirmar que si un agente generador tiene un contrato de suministro por una potencia determinada a un precio fijo, no se beneficiaría de un posible incremento del precio mayorista en la potencia contratada durante el periodo de duración del contrato, dado que los ingresos que recibe por esta producción están fijados de antemano.

El problema se complica aún más si consideramos que un generador puede estar en posición corta, por haber vendido más energía de la que espera producir. Esta situación es más frecuente de lo que pudiera parecer: desde la introducción de la tarifa de último recurso⁹ algunas de las mayores empresas eléctricas españolas están habitualmente en posición corta. Es la consecuencia lógica de que existan numerosos generadores (tanto ciclos combinados de productores independientes como buena parte de la producción renovable) que no desarrollan actividad de comercialización y están normalmente «largos». Una empresa de generación/comercialización en posición corta puede tener incentivos en el corto y medio plazo a bajar los precios mayoristas, no a subirlos, en caso de que esa posición corta no esté completamente cubierta.

Así pues, el incentivo que pueden tener los agentes a ejercer su posible poder de mercado no lo determina únicamente su cuota de generación, sino lo que puede llamarse cuota de «generación libre», que puede definirse como la cuota de generación menos la potencia contratada a largo plazo de ese agente.

9. Antes de la introducción de la tarifa de último recurso (TUR), las ventas a tarifa regulada no «creaban posición», pues se traspasaba al cliente, *a posteriori*, el precio del mercado mayorista. Con la TUR esto ya no es así, y depende de si el comercializador de último recurso puede cerrar completamente su posición. Esto no ha sido así hasta ahora, aunque está en trámite una propuesta de Real Decreto que trata de resolver este problema (aunque, de acuerdo con el texto del borrador que ha sido dado a conocer, no lo consigue).

Existen distintas opiniones respecto a lo que puede considerarse potencia contratada a largo plazo. Así, por ejemplo, los autores del *Libro Blanco de la Energía* se hacían eco de una opinión compartida por muchos estudiosos de los mercados energéticos, al considerar que un contrato de suministro por un periodo de un año no podía considerarse un contrato a largo plazo que desincentivase el ejercicio de poder de mercado.

Se ha comentado anteriormente que el efecto mitigador del poder de mercado de los contratos a plazo disminuye hasta perder su eficacia cuando los contratos son de corta duración, como por ejemplo un año.

Esta afirmación se basa en la hipótesis (ciertamente razonable) de que una empresa generadora que haya vendido toda su producción a un plazo determinado sigue teniendo interés en que suba el precio mayorista, no para capturar un beneficio económico inmediato, sino para conseguir que, cuando llegue el momento de renovar los contratos, éstos puedan ser renovados con precios más altos.

Esta afirmación es correcta desde un punto de vista teórico, aunque no tanto desde un punto de vista práctico. No tiene en cuenta que las empresas comercializadoras renuevan sus contratos de suministro con sus miles o millones de clientes a lo largo de todo el año, por lo que, siguiendo este razonamiento, la empresa generadora tendría que estar ejerciendo poder de mercado durante todo el año para obtener el beneficio económico por haber ejercido este poder de mercado. Y, en las condiciones competitivas del mercado español, esto requeriría un esfuerzo titánico y tendría un coste muy relevante para el generador.

Por esta razón, se hace necesario analizar la posición de las empresas en el mercado a la hora de realizar cualquier análisis de la situación competitiva.

	Generación			Comercialización			Posición Neta		
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Endesa	28 %	27,8 %	26,2 %	42,63 %	43,02 %	41,3 %	-14,63 %	-15,22 %	-15,1 %
IBL	25,4 %	23,7 %	23,4 %	33,71 %	31,7 %	28,26 %	-8,31 %	-8 %	-4,86 %
Ufenosa	11,3 %	12,5 %	12,5 %	13,63 %	14,53 %	15,21 %	-2,33 %	-2,03 %	-2,71 %
HCantábrico	5,4 %	5,3 %	5,4 %	5,82 %	6,69 %	7,37 %	-0,42 %	-1,39 %	-1,97 %
Gas Natural	6,7 %	6,2 %	6,6 %	1,11 %	0,87 %	2,4 %	5,59 %	5,33 %	4,2 %
Eon	2 %	2 %	2,5 %	1,96 %	1,98 %	1,59 %	0,04 %	0,02 %	0,91 %
Otros	21,2 %	22,4 %	25,7 %	1,15 %	1,2 %	3,87 %	20,05 %	21,2 %	21,83 %

Fuente: Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad, periodo 2006-2008. CNE.

El análisis de la posición neta de los distintos agentes cambia totalmente la perspectiva habitual respecto al incentivo que tienen los agentes para ejercer poder de mercado. Prácticamente todos los agentes importantes están en una «posición corta», que quiere decir que la energía que comercializan es superior a la que generan.

Esta situación ocasiona que cualquier incremento no esperado del precio mayorista pueda reportarles más pérdidas económicas que beneficios en tanto no procedan a la renovación de los contratos para poder trasladar ese incremento de precio a sus clientes.

2.6. CONCLUSIONES SOBRE EL MERCADO DIARIO

El índice HHI pone de manifiesto que, en la actualidad, el nivel de concentración del mercado mayorista de electricidad español puede considerarse adecuado, tras una reducción muy significativa en los últimos años, aunque muestra también que el sistema español venía de una situación de cierta concentración, como es el caso en casi todos los mercados eléctricos.

Por otro lado, los indicadores de pivotalidad nos muestran que ha habido algún agente que ha tenido posición pivotal durante un determinado número de horas en los últimos años, aunque estas situaciones prácticamente han desaparecido.

Parecidas conclusiones se obtienen del análisis de otros índices de concentración. Al mismo tiempo, los precios mayoristas españoles se han movido en el pasado en línea con los de otros mercados europeos, para pasar a situarse significativamente por debajo.

También se observa (y éste es un fenómeno no suficientemente conocido) que buena parte de los productores son, más bien, compradores, y tienen posiciones estructuralmente cortas.

Por todo ello, no deja de ser lógico que las autoridades de defensa de la competencia no hayan abierto, desde el comienzo de la liberalización en 1998, ningún expediente sancionador por posibles actuaciones irregulares de los agentes en el mercado diario. Ni mucho menos han impuesto sanciones por comportamientos de este tipo. Y todo ello a pesar de la amplia panoplia de poderes de investigación y sanción de los que les dotan las legislaciones sectorial y de competencia. Este hecho puede parecer sorprendente para algunos, a la vista de que, con cierta frecuencia se deslizan, con cierta «alegría», opiniones y comentarios sobre una supuesta falta de competencia en el mercado eléctrico español.

Esta realidad objetiva pone de manifiesto que el mercado eléctrico español es, y ha sido, muy competitivo, y que ningún agente, en todos los años desde que se produjo la liberalización, es sospechoso de haber realizado ninguna actuación que haya podido poner en cuestión la credibilidad en el proceso de formación de precios de la energía en el mercado diario.

Como señalaba el *Libro Blanco de la Energía*, publicado en el año 2005:

Es importante advertir que una cosa es la existencia de poder de mercado —esto es, [...], que haya capacidad por parte de algunos agentes de manipular los precios— y otra muy distinta el que exista abuso de este poder de mercado por parte de alguno de los agentes.¹⁰

3. LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS

El Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica, define qué son las restricciones técnicas:

... se entenderá como restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

Las restricciones técnicas son factores, ajenos al mercado de producción, que obligan a modificar el despacho de generación resultante de éste, es decir, a alterar los compromisos de producción adquiridos libremente por los generadores al vender su producción en el mercado organizado o de forma bilateral. Las restricciones técnicas se derivan normalmente de la situación de la red de transporte, principalmente de la falta de capacidad de evacuación de energía de una zona geográfica productora, o de transporte de energía hacia una zona consumidora.¹¹

Uno de los problemas del sistema eléctrico español y, en general, de los sistemas eléctricos de casi todos los países desarrollados, son los largos plazos de tiempo necesarios para construir cualquier instalación de transporte. Debido a esto y al acelerado crecimiento de la demanda y del parque generador, especialmente el renovable (al ser menos concentrado y estar limitado a los emplazamientos con recursos renovables), con el paso del tiempo las restricciones técnicas han ido aumentando.

El procedimiento de resolución de restricciones técnicas se aplica al programa de producción resultado de la casación del mercado diario y de los contratos bila-

10. *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. 2005. José Ignacio Pérez Arriaga

11. También puede haber restricciones técnicas debidas a incidencias del parque generador: por ejemplo, en horas de mucha producción eólica, el operador del sistema puede obligar a que determinadas centrales térmicas funcionen a media carga para estar disponibles para subir su producción en caso de descenso de la producción eólica. No obstante, consideramos que éste es un uso impropio del concepto de restricciones técnicas, debido a insuficiencias del diseño de los mercados de servicios complementarios (de hecho, el operador del sistema ya ha presentado propuestas normativas para dotarse de otros instrumentos más adecuados para tratar este problema) por lo que no lo discutiremos aquí.

terales, lo que se denomina Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Este programa detalla los compromisos de producción que aceptan los generadores tras vender su energía. El resultado del procedimiento de restricciones técnicas es que los operadores del sistema español y portugués modifican por separado este programa, en sus respectivas jurisdicciones, obligando a ciertas centrales de producción a incrementar o reducir su producción esperada, para ajustar el despacho a la situación de la red. Para ello el operador del sistema¹² utiliza ofertas económicas presentadas por los generadores, similares a las del mercado diario.

Parte del mecanismo de resolución de restricciones se articula en torno a subastas de características similares a las gestionadas por OMEL, pero con una participación más reducida y en las que la única contraparte de los generadores es el operador del sistema. Desde el punto de vista de competencia, el problema radica en que, mientras que en el mercado diario compiten decenas de instalaciones de generación que pertenecen a numerosas empresas, en muchos casos una determinada restricción técnica sólo puede ser resuelta por un número reducido de centrales, a veces pertenecientes a sólo una empresa.¹³

Desde la liberalización del sistema eléctrico español ha habido dos procedimientos para solucionar las restricciones técnicas. El primero estuvo vigente desde 1998 hasta 2004, cuando fue sustituido por un nuevo procedimiento que se estableció en el Real Decreto 2352/2004.

Esta modificación corrigió serios problemas del mecanismo inicial, puestos de manifiesto reiteradamente por los distintos agentes del sector eléctrico y que dieron origen a diversas actuaciones por parte de las autoridades de la competencia, razón por la que conviene revisarlo.

3.1. EL MECANISMO INICIAL

En el mecanismo utilizado hasta 2004, el operador del sistema decidía qué centrales debían incrementar su producción y cuáles debían reducirla para respetar los límites impuestos por la red.

Una vez que las modificaciones que había hecho el operador del sistema permitían salvaguardar la seguridad del sistema, entonces procedía a restablecer el equilibrio de la producción con la demanda modificando el programa de otras unidades de generación (incrementándolo o reduciéndolo).

Si una unidad de generación veía reducido su programa de producción, no percibía ninguna compensación por esta reducción. Si, por el contrario, se incre-

12. En lo sucesivo nos referiremos únicamente al operador del sistema español.

13. Este problema ocurre en las restricciones causadas por la red de transporte, que suelen denominarse restricciones locales. Las restricciones derivadas del parque generador (por ejemplo, de las necesidades impuestas por la eólica) suelen denominarse restricciones globales, porque en su resolución pueden participar, en principio, todas las centrales, por lo que no plantean problemas de competencia.

mentaba su programa de producción, entonces la energía producida se valoraba al precio recogido en la oferta al mercado diario que había realizado la citada unidad.

Este último hecho, el que se valorase la energía programada en el proceso de restricciones al precio recogido en la oferta realizada al mercado diario, fue el origen de numerosos problemas.

La teoría macroeconómica más elemental nos dice que, cuando una unidad de producción realiza una oferta al mercado diario en condiciones de competencia, internalizará en ella sus costes variables (coste de combustible, costes de operación y mantenimiento variables, coste de los derechos de emisión), con el objetivo de conseguir un programa de producción continuo.

Dado que la casación de una central en el mercado diario es incierta, y depende de múltiples factores ajenos a ella (demanda, oferta de los demás agentes, etc.), siempre existen centrales cuya entrada en la casación del mercado diario es incierta, pero que muy probablemente serán requeridas por el operador del sistema para solucionar restricciones técnicas.

Cuando el operador del sistema despacha energía para resolver restricciones técnicas, lo hace siguiendo el criterio de mínima alteración del mercado. Esto significa que acopla centrales durante muy pocas horas al día, e incluso frecuentemente en dos periodos separados, por la mañana y por la tarde. Obviamente, el coste de producción con un programa semejante, que implica dos arranques diarios, es radicalmente diferente del programa continuo buscado en el mercado diario.

Esto obligaba a la centrales a tener que internalizar en sus ofertas al mercado diario todos los costes en que podrían incurrir si no resultaban casadas en el mercado diario pero eran despachadas por restricciones (costes de combustible, de operación y mantenimiento, de arranque, de cuadrar su programa en otros mercados, etc.) obviamente mucho más elevados que sus costes variables en un funcionamiento continuo.

Es más, existen centrales (fundamentalmente las centrales de fuel), con unos costes variables que hacen prácticamente imposible que sean casadas en el mercado diario y, sin embargo, pueden ser programadas para solucionar restricciones técnicas durante un número muy reducido de horas al año. Esto las obliga a tener que recuperar también sus costes fijos durante las escasas horas que funcionan para solucionar restricciones, por lo que tienen que internalizar en sus ofertas al mercado diario también los costes fijos que necesitan recuperar anualmente. De no hacer esto se verían obligadas a cerrar, pudiendo llegar a poner en peligro la seguridad de suministro.

Dado que, en el mecanismo inicial, las ofertas que utilizaba el operador del sistema para solucionar las restricciones eran las mismas que se presentaban al mercado diario, estas centrales se veían obligadas a presentar estas ofertas más caras al mercado diario. Y este comportamiento ha sido interpretado, en diversos expedientes abiertos por la CNE o por las autoridades de competencia, como un intento deliberado de excluirse del mercado diario y un abuso de posición de dominio en la solución de las restricciones técnicas.

3.2. EL MECANISMO ACTUAL

Dados los problemas que causaba el mecanismo inicial, el Real Decreto 2352/2004 lo modificó. Con el nuevo mecanismo, la selección de las centrales que iban a participar en la resolución de restricciones no se realizaba con las ofertas del mercado diario, sino con ofertas específicas presentadas a este mecanismo. De este modo se elimina la interferencia que el anterior mecanismo causaba en el mercado diario.

Sin embargo, las centrales siguen internalizando en sus ofertas al procedimiento de restricciones sus costes totales, tanto los costes variables como los fijos no recuperados por mercado y, de nuevo, los organismos reguladores siguen considerando que la internalización de otros costes distintos a los variables no está justificada, y han seguido abriendo expedientes sancionadores por este hecho.

3.3. ACTUACIONES DE LA CNE Y LA CNC

El mecanismo de resolución de restricciones técnicas ha sido objeto de diversas actuaciones de la CNE y de expedientes informativos y sancionadores de las autoridades de competencia. De hecho, todas las actuaciones de estos organismos sobre el mercado mayorista se han centrado en este mecanismo.

Varios de estos expedientes han desembocado en sanciones que han sido recurridas por las empresas. En los expedientes más antiguos la Audiencia Nacional ha dictado sentencia anulando las sanciones, anulaciones posteriormente confirmadas por el Tribunal Supremo.

Los argumentos de las autoridades de competencia en estos casos giran alrededor de la autoexclusión de ciertos generadores del mercado diario, a sabiendas de que serían seleccionados para solucionar restricciones, y el abuso de su posición de dominio en este mercado, de carácter local, para obtener precios más elevados. Tanto la CNC como la CNE han mantenido el criterio de que no está justificado que una central trate de recuperar todos sus costes en el mercado, y ha de limitarse a basar sus ofertas en los costes variables.

Los argumentos de defensa de los generadores han estado basados, normalmente, en demostrar que las ofertas no pretendían más que recuperar los costes, fijos y variables, de las centrales.

En este contexto, resulta muy relevante la sentencia del Tribunal Supremo de febrero de 2010 ante el recurso que la Abogacía del Estado había presentado por la anulación de una multa a Unión Fenosa, por parte de la Audiencia Nacional, en relación con actuaciones en el mecanismo de restricciones en noviembre de 2001.

En esta sentencia el Tribunal Supremo ha ahondado en argumentos de fondo que van directamente en contra del criterio mantenido por la CNE y la CNC sobre la recuperación de costes fijos.

Así, el Tribunal Supremo llega a las siguientes conclusiones:

No se ha impugnado el hecho de que los costes incurridos para atender al mercado diario pueden ser diferentes —esto es superiores— a los derivados de acudir, obligatoriamente, al mecanismo de resolución de restricciones técnicas. *Se trata de regímenes de funcionamiento operativo distintos, por ejemplo, en lo que se refiere a las paradas e interrupciones, con una estructura de costes diferente. Existen determinados sobrecostes asociados al funcionamiento de las centrales llamadas para resolver restricciones técnicas.*

La decisión legislativa de liberalizar el mercado de generación de electricidad implica que son las empresas quienes, al formular sus ofertas, asumen el riesgo de quedar excluidas de la casación si sus precios son mayores que los de otras. *Salvo que se demuestre la colusión entre las distintas empresas, el mero hecho de que alguna proponga unos precios elevados no implica por sí mismo una conducta restrictiva de la competencia pues precisamente es el mercado quien dará la respuesta debida a aquellos.*

En un escenario previsible de restricciones técnicas, el factor de referencia serían los costes típicos consiguientes a este mecanismo, que pueden diferir de los incurridos en un régimen «normal» de funcionamiento sin restricciones.

La conducta imputada presenta un marcado carácter esporádico o circunstancial, muy limitado en el tiempo. *Si realmente existiera una situación de monopolio geográfico que fácilmente propiciara las conductas abusivas de posición dominante por parte de las empresas generadoras titulares de centrales en sus respectivas zonas, lo esperable hubiera sido que el abuso hubiera tenido un carácter más sistemático, visto que las deficiencias de la red de transporte y el desequilibrio zonal entre producción y demanda abocan con frecuencia al empleo del mecanismo en restricciones técnicas.*

Con respecto a si se deben internalizar sólo los costes variables, o por el contrario todos los costes incurridos, fijos o variables, la misma sentencia añade lo siguiente:

En primer lugar, no compartimos la premisa de la que la resolución impugnada parte cuando liga necesariamente precios a costes variables, premisa que no se corresponde con el “sistema” del mercado liberalizado. Aun si lo admitiésemos así, el parámetro de referencia para la estimación de los costes (sobre los que la Comisión Nacional de Energía no tenía elementos suficientes de juicio) no podían ser los precios históricos de casación en el mercado diario, sino los correspondientes precisamente a las centrales llamadas a resolver restricciones técnicas.[...]

En tercer lugar, la estimación de que las empresas ofertaron por sus centrales unos precios desmesurados, como estrategia de autoexclusión intencionada del mercado diario para quedar reservadas a la fase de restricciones, requeriría, *además del análisis objetivo de costes totales que no arroja resultados concluyentes*, la práctica seguridad de que iban a ser despachadas en esta segunda fase del proceso.

No obstante, en informes emitidos por la CNE con posterioridad a esta sentencia en el marco de diversos expedientes, e incluso en una propuesta regulatoria específica sobre esta materia presentada en abril de 2010, la CNE se reafirma en su criterio de que las ofertas no pueden tener como objetivo recuperar todos los costes, argumentando que la sentencia del Tribunal Supremo se refiere al mecanismo inicial de resolución de restricciones.

3.4. COSTE DE LAS RESTRICCIONES E IMPACTO EN EL PRECIO FINAL DE LA ELECTRICIDAD

Los informes del operador del mercado ponen de manifiesto un gran incremento en la energía gestionada en el procedimiento de restricciones, aunque este incremento no se ha visto reflejado en el coste económico del procedimiento, que ha aumentado en mucho menor grado.

	Energía (GWh)	Coste económico (M€)
2005	3.093	322,64
2006	12.875	356,31
2007	6.615	296,83
2008	6.848	393,19
2009	9.512	398,41

(*)Fuente: Informes del mes de diciembre de OMEL

El año 2006 presenta unos resultados anormales, consecuencia de los cambios regulatorios introducidos por el Real Decreto Ley 3/2006 (que imponía un precio mayorista regulado, al margen del mercado, a las transacciones entre un generador y la distribuidora de su mismo grupo) y las actuaciones de una empresa generadora para tratar de minimizar el impacto de esta normativa.

El coste del procedimiento de solución de restricciones se repercute sobre la demanda de modo uniforme.

En los mismos informes de OMEL, se puede observar el reducido peso que representa la solución de restricciones en el precio mayorista de la energía.

	Restricciones técnicas (€/MWh)	Precio final energía (€/MWh)
2005	0,55	62,42
2006	1,9	65
2007	1,65	67,04
2008	1,47	62,51
2009	2,41	38,58

(*)Fuente: Informes del mes de diciembre de OMEL

4. LOS MERCADOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

La definición de los servicios complementarios aparece recogida en el artículo 13 del Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Se entiende por servicios complementarios aquéllos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Estos servicios complementarios están englobados dentro de un concepto más amplio llamado servicios de ajuste, según aparece recogido en el artículo 2, que establece:

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Por último, en el artículo 30 se establece la persona jurídica que se va a encargar de la gestión de los mismos:

Corresponde al operador del sistema la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento de los servicios de ajuste del sistema, de las desviaciones producidas en el mercado de producción de energía eléctrica...

Estos servicios complementarios son prestados por las distintas instalaciones de producción habilitadas para ello. Existen servicios complementarios obligatorios, que todas las centrales están obligadas a suministrar y otros potestativos, que las centrales pueden decidir libremente ofrecer en el mercado correspondiente. En este capítulo nos centraremos exclusivamente en los servicios de reserva, que son

necesarios para mantener el equilibrio entre oferta y demanda y algunos de los cuales se aprovisionan mediante mecanismos de mercado.¹⁴

Los servicios complementarios obligatorios de los que nos ocuparemos son la reserva de regulación primaria y la reserva de regulación terciaria. El principal servicio complementario potestativo es la regulación secundaria. Todos ellos corrigen desequilibrios entre la generación y la demanda, denominados desvíos (pues ocurren cuando el consumo o la generación se desvían de sus programas previamente fijados). Cuando la demanda es superior a la generación (lo que puede ocurrir porque aumenta el consumo, porque una central de generación o una línea han sufrido una avería o porque baja la velocidad del viento en una zona con producción eólica), se necesitan centrales que incrementen su producción para reestablecer el equilibrio. Es la denominada reserva a subir. Si, por el contrario, la demanda es inferior a la generación, se necesita reserva a bajar, centrales que bajen su producción para equilibrar a la demanda.

Los desequilibrios entre generación y demanda pueden ser graduales (por ejemplo, cuando la demanda va aumentando poco a poco) o bruscos (por ejemplo, cuando se produce una avería de una central). Por ello existen tres tipos de reserva, que se diferencian fundamentalmente en la rapidez de su respuesta.

Las reservas se utilizan para corregir desvíos. Parte de su coste se asigna a aquellos generadores, consumidores o comercializadores que se han desviado (que han inyectado o tomado de la red más o menos energía que la programada), y otra parte se reparte entre toda la demanda. En cualquier caso, el operador del sistema actúa como único comprador en estos mercados, aprovisionándose de reserva en nombre de todo el sistema.

4.1. LA RESERVA PRIMARIA

La reserva de regulación primaria es la actuación que deben realizar todos los grupos generadores ante desequilibrios instantáneos entre la generación y la demanda. El servicio es gestionado de forma automática por cada central, mediante un sistema de control sensible a la frecuencia de la red, de tal forma que si la frecuencia cae,¹⁵ todas las centrales reaccionan al unísono incrementando la carga automáticamente, y a la inversa.

La regulación primaria es el servicio que compensa inicialmente, en segundos, todos los desequilibrios entre la demanda y la generación, hasta que actúa la regulación secundaria, momento en que todos los grupos que han aportado primaria

14. Existen otros servicios, como el arranque en frío o el control de reactiva, que, aunque son muy importantes desde el punto de vista técnico, no son remunerados o no resultan relevantes desde el punto de vista económico (ni de competencia).

15. Cuando la demanda es superior a la generación, todas las centrales que suministran energía tienden a frenarse, y la frecuencia, si no se actúa, tiende a caer.

vuelven a su situación inicial. Este servicio es obligatorio para todos los generadores y no retribuido.

4.2. LA RESERVA SECUNDARIA

La reserva de regulación secundaria es un servicio complementario potestativo que tiene como objetivo mantener el equilibrio entre generación y demanda con un rango de actuación posterior a la reserva primaria.

El sistema es gestionado por un sistema automático, denominado AGC (*Automatic Generation Control*) del operador del sistema. Éste vigila constantemente la frecuencia y el uso de la interconexión con Francia. Cuando detecta que estas variables se desvían de sus valores fijados, ordena actuar a las centrales que están suministrando reserva secundaria, que incrementan o reducen carga.

Para esto se necesita que un cierto número de centrales estén funcionando a menos de plena carga, para tener capacidad de subir o bajar carga según se precise, y que estén sujetas al control del AGC. La máxima variación de carga que puede proporcionar el conjunto de centrales que están proporcionando reserva en cada momento se denomina «banda de secundaria». El operador del sistema determina diariamente la banda de secundaria que se necesita en cada periodo del día siguiente.

Los generadores que proporcionan reserva secundaria deben ser capaces de responder a los requerimientos del servicio (incrementar o reducir su programa) antes de que hayan transcurrido 30 segundos del requerimiento, y de mantener la potencia solicitada durante un periodo de 15 minutos.

Los agentes que quieren participar en la prestación de este servicio ofertan su potencia a un mercado gestionado por el operador del sistema, que asigna la potencia a cada uno de los agentes en función del resultado de una subasta, percibiendo el precio marginal resultante de la misma. Este precio es por potencia disponible, independientemente de su uso: los generadores cobran por estar disponibles, a las órdenes del sistema de control AGC, dado que ese régimen de funcionamiento les supone unos costes (entre otros, el coste de oportunidad de no estar funcionando a plena carga).

Si posteriormente el sistema hiciese uso de la potencia adjudicada, tanto para incrementar la producción de la central como para reducirla, los agentes, además, tendrán derecho a percibir un pago adicional por la energía producida o reducida. El precio de esta energía se determina a partir de la oferta de la reserva de regulación terciaria, como se verá a continuación.

4.3. LA RESERVA TERCIARIA

La reserva de regulación terciaria tiene el mismo objetivo que la primaria y la secundaria, restablecer el equilibrio entre generación y demanda. La diferencia

es que su actuación es más lenta: la potencia que se oferte para este servicio deberá responder ante un requerimiento del operador del sistema en un plazo máximo de 15 minutos, y deberá ser capaz de mantener la respuesta durante al menos 2 horas. No se trata de un servicio controlado automáticamente, como los dos anteriores, sino que obedece a órdenes de los operadores del centro de control de REE.

Todos los agentes están obligados a enviar al operador del sistema ofertas por la potencia que tengan disponible para el servicio. Estas ofertas se pueden ir actualizando durante cualquier momento en el transcurso del día, de tal forma que el operador del sistema pueda utilizarlas cuando determine que es necesaria la prestación del servicio.

El operador del sistema, en el momento en que lo considera oportuno, determina la energía que será despachada por reserva de terciaria, y la asigna a los agentes en función de las ofertas que disponibles en ese momento. La reserva terciaria también es un mercado marginal, en el que todos los agentes a los que se les programe el servicio percibirán el precio de la última oferta necesaria para cubrir la demanda del operador del sistema.

El precio a pagar por la energía secundaria, mencionada en el apartado anterior, se determina a partir de las ofertas de terciaria no casadas presentadas al OS en el momento en que se utilice la energía secundaria. Así, la energía secundaria percibirá el precio de la energía de terciaria disponible en ese momento.

En general, la energía secundaria y terciaria perciben un precio más elevado que el precio del mercado diario. Es lógico que sea así, pues se trata de un producto de mayor «calidad»: no todos los generadores son capaces de seguir el régimen de funcionamiento flexible que se necesita para proporcionar reserva.

El operador del sistema dispone, asimismo, de otros mecanismos de ajuste, como son la gestión de desvíos, los redespachos en tiempo real, etc., que no se van a desarrollar en este escrito, y que, junto con los descritos, le permiten garantizar el suministro con la calidad establecida.

4.4. EVOLUCIÓN E IMPACTO EN EL COSTE DE LA ELECTRICIDAD

La potencia necesaria para la banda de secundaria, así como la energía programada en los distintos servicios complementarios, se han mantenido prácticamente constantes a lo largo de los años.

Esto puede observarse en los datos recogidos en los informes que realiza el operador del mercado (OMEL).

	Banda secundaria (MW)	Energía secundaria (GWh)	Energía terciaria y emergencias (GWh)
2005	1.217	1.985	5.064
2006	1.242	2.175	6.587
2007	1.240	2.137	4.996
2008	1.243	2.249	5.673
2009	1.244	2.477	6.985

(*)Fuente: Informes del mes de diciembre de OMEL

También puede comprobarse que el impacto del coste de estos servicios se ha mantenido prácticamente constante, teniendo como fuente los mismos informes de OMEL.

	Precio final energía (€/MWh)	Banda secundaria (€/MWh)	Operación técnica (€/MWh)
2005	62,42	1,36	0,47
2006	65,00	1,3	3,83
2007	46,12	0,67	0,21
2008	66,51	0,8	0,08
2009	41,88	0,55	0,19

(*)Fuente: Informes del mes de diciembre de OMEL (promedios mensuales del año)

4.5. CONCLUSIONES SOBRE LOS MERCADOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

A diferencia del mecanismo de solución de restricciones técnicas, no ha habido ninguna actuación de la CNE o de los organismos de defensa de la competencia en ninguno de los mercados de servicios complementarios.

Esto resulta lógico, si se tiene en cuenta que son mercados de características y estructura muy semejantes al mercado diario: la mayoría de las centrales eléctricas (y de las empresas generadoras) pueden suministrar reserva, por lo que el grado de competencia es similar al del mercado diario.

De hecho, antes de la liberalización, cuando la reserva no era remunerada explícitamente, la reserva secundaria era suministrada casi en su totalidad por las centrales hidroeléctricas. Al establecerse el mercado de reserva secundaria, y percibir los generadores que ofrecía una nueva oportunidad de negocio, las centrales térmicas empezaron a llevar a cabo las inversiones necesarias para conectarse al

AGC y suministrar secundaria. Incluso centrales de carbón que tradicionalmente habían sido consideradas incapaces de regular comenzaron a hacerlo. Fue particularmente notorio el incremento de cuota de mercado de Endesa en la reserva secundaria; en poco tiempo, el grado de competencia en este mercado se hizo similar al del mercado diario.

5. LOS MERCADOS A PLAZO

En los mercados diario, intradiario y de servicios complementarios se negocia energía para su entrega al día siguiente (en el caso de los intradiarios y la reserva terciaria, incluso para su entrega en el mismo día). En los mercados a plazo se negocia energía para su entrega en un horizonte temporal más alejado, que puede ir desde la semana siguiente hasta uno o dos años después.

En los mercados a plazo (o mercados *forward*) pueden negociarse productos con entrega física o liquidación financiera (o por diferencias).

- La entrega física consiste en el suministro de la electricidad en la red de transporte.
- La liquidación financiera consiste en un simple intercambio de flujos monetarios. Una de las partes (el comprador) paga al vendedor un precio fijo, y la otra (el vendedor) paga al comprador el precio del mercado diario. De este modo, la parte compradora, a cambio de un precio fijo, recibe los ingresos necesarios para comprar la energía deseada en el mercado diario, sin estar expuesta a la incertidumbre sobre el precio de éste. En este caso se habla de derivados con subyacente eléctrico (frecuentemente se identifica con el término inglés *swap*). Así pues, a partir de un producto con liquidación financiera, el comprador puede (si lo desea) «reconstruir» la entrega de electricidad en la red de transporte, comprándola en el mercado diario.

El uso de la liquidación financiera requiere la existencia de un mercado *spot* muy líquido, donde exista la garantía de que siempre se va a poder comprar la energía deseada. Por eso se utiliza en Escandinavia y en España, por ejemplo. La entrega física se usa históricamente en países donde el mercado diario es poco líquido o ha alcanzado una liquidez suficiente relativamente tarde, como es el caso de Alemania o Francia. En general, los dos mecanismos de contratación son equivalentes desde el punto de vista práctico, aunque pueden tener impactos distintos desde puntos de vista contables, fiscales o legales (que no vamos a discutir en este capítulo).

En estos mercados se negocian distintos tipos de productos:

- El producto más frecuente y sencillo es la carga base: entrega de energía «en base» (con perfil plano) durante un periodo dado (por ejemplo, una sema-

na, un mes, un trimestre o un año). También puede construirse un producto base con liquidación financiera, a partir del precio del mercado diario durante las 24 horas del día.

- También se negocia la carga punta o pico, consistente en la entrega de energía durante el periodo de máximo consumo (que puede variar de un país a otro, una definición habitual es entre 8:00 y 20:00). También puede liquidarse por diferencias (utilizando los precios horarios de ese periodo).
- Hay otros productos más «a medida», tales como las horas valle (las que no son horas de carga punta), los fines de semana, etc.
- Como en otros mercados de materias primas y financieros, pueden negociarse opciones (que dan derecho al comprador o al vendedor a tomar o entregar la energía a un precio determinado, si lo desea).
- Y otras combinaciones más complejas, similares a las que se encuentran en los mercados financieros.

Los mercados a plazo pueden ser tanto organizados como no organizados (mercados bilaterales u *over the counter*, OTC).

En el mercado OTC los agentes deciden libremente sobre los productos a intercambiar, las condiciones contractuales y los procedimientos para gestionar el riesgo, especialmente de crédito (tales como garantías, avales, etc.).

Los *brokers* actúan como intermediarios en el mercado OTC, poniendo en contacto a compradores y vendedores, pero sin llegar a tomar la propiedad de la electricidad que intermedian, ni asumir riesgo de crédito. Son, básicamente, plataformas de centralización de información.

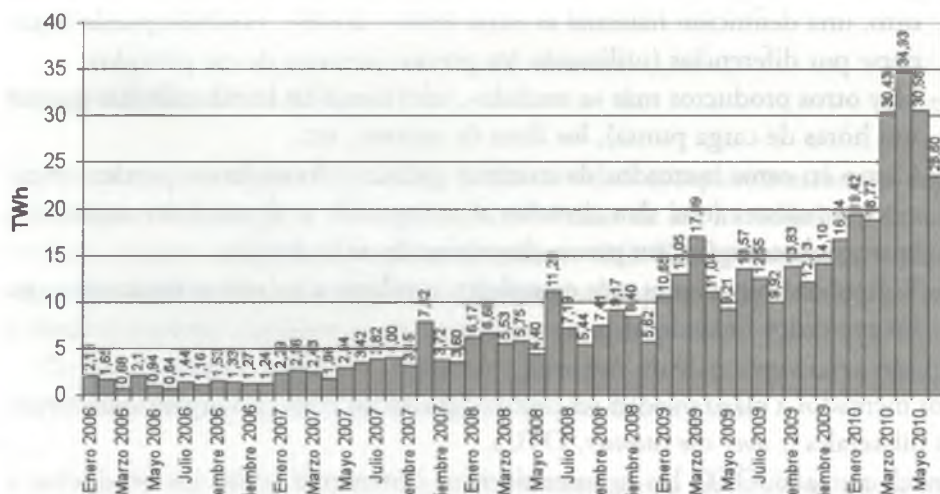
Como alternativa (y complemento) al mercado OTC existen los mercados organizados, normalmente denominados mercados de futuros. En ellos existe una entidad (denominada *power exchange* en inglés) que, mediante una cámara de compensación, actúa como contrapartida central, asumiendo el riesgo de crédito. En cierto modo los vendedores no compran a un vendedor concreto, sino a la cámara. En general, los *power exchanges* suelen ofrecer tanto mercados de futuros como mercados diarios o *spot*. Los más importantes en Europa son EPEX (que actúa en Alemania y Francia), Nordpool (que actúa en los países escandinavos) y APX (que actúa en Holanda y el Reino Unido).

Mientras que los mercados diarios o *spot* suelen estar basados en subastas diarias (de este modo se concentra toda la demanda en un instante determinado, lo que facilita notablemente la planificación de la operación de las centrales y redes), los mercados de futuros suelen funcionar mediante la negociación continua (aunque también pueden utilizar subastas). Los participantes pueden presentar en cualquier momento ofertas de compra o venta, que se van cruzando a medida que es posible.

Los mercados OTC permiten negociar productos diseñados a medida de los compradores y vendedores, mientras que los mercados organizados sólo tratan productos estandarizados.

No obstante, la frontera entre unos y otros tiende a difuminarse, pues existen cámaras de compensación que también tratan productos negociados OTC.

Evolución volumen mensual de negociación OTC



En España (y Portugal), el mercado a plazo es, desde julio de 2006, responsabilidad de OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Portugués, también conocido como OMIP, cuya cámara de compensación se denomina OMIClear. Parte del volumen de negociación del OTC también utiliza los servicios de OMIClear. MEF (Mercado Español de Futuros Financieros)¹⁶ también pondrá en marcha próximamente una cámara de compensación para derivados sobre energía.

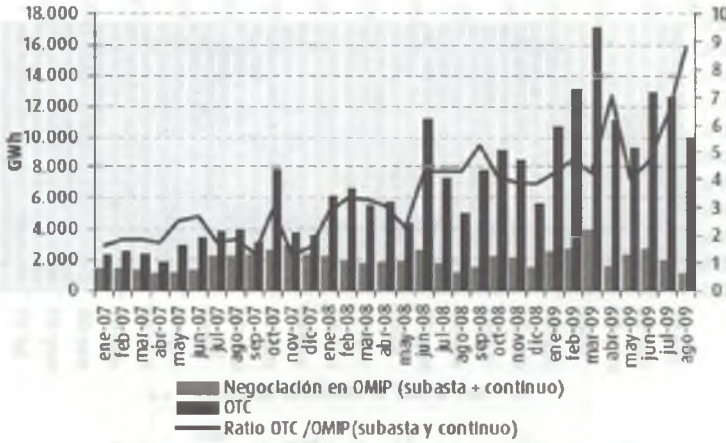
El volumen OTC negociado en los últimos años se ha disparado. En 2008 alcanzó los 154 TWh, y en el primer semestre de 2010 se llevan negociados 158 TWh (a mediados de agosto se habían alcanzado los 184 TWh),¹⁷ lo que implica que en 2010 muy probablemente se negociará en el mercado OTC un volumen de energía superior a la demanda total nacional (251 TWh en 2009). Es habitual que los mercados a plazo negocien volúmenes muy superiores a la demanda física del producto.

16. MEF es un mercado secundario oficial regulado por las leyes españolas e integrado en Bolsas y Mercados Españoles (BME), el operador de los Mercados de Valores españoles. MEF ofrece servicios para la negociación y actúa como cámara de contrapartida central de futuros y opciones sobre el IBEX-35, sobre acciones y sobre el Bono Nacional Español. Así mismo, MEF ofrece servicios de cámara de contrapartida central para repos sobre deuda soberana española. A finales de 2010 está previsto el lanzamiento de un nuevo grupo en la cámara de contrapartida para derivados sobre energía.

17. Esto equivale a la producción de 21.000 MW en base, prácticamente todos los ciclos combinados existentes en la España peninsular funcionando de modo continuado durante todo el año.

5.1. VOLÚMENES, PRODUCTOS Y PRECIOS

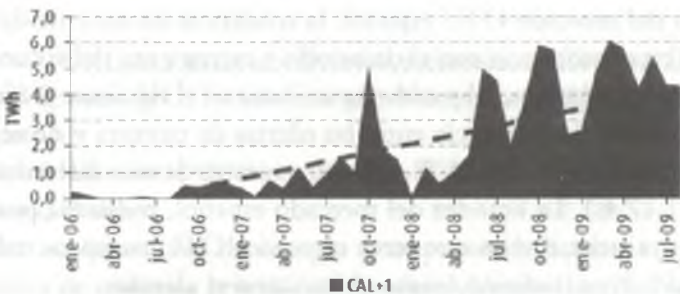
La evolución del volumen de negociación mensual en el mercado OTC y en OMIP (subastas y continuo), así como el ratio entre el volumen mensual negociado en el mercado OTC y el mercado de OMIP se representa en el siguiente gráfico en el periodo enero 2007 – agosto 2009.



Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español», 24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

El incremento en el volumen de negociación del mercado OTC está claramente influenciado por el incremento en el volumen de negociación de los contratos con vencimientos a más largo plazo.

Así, el contrato anual con entrega al año natural siguiente (Cal+1)¹⁸ es el más negociado (se muestra en el gráfico siguiente) e incluso se negocia desde 2007 el contrato Cal+2.

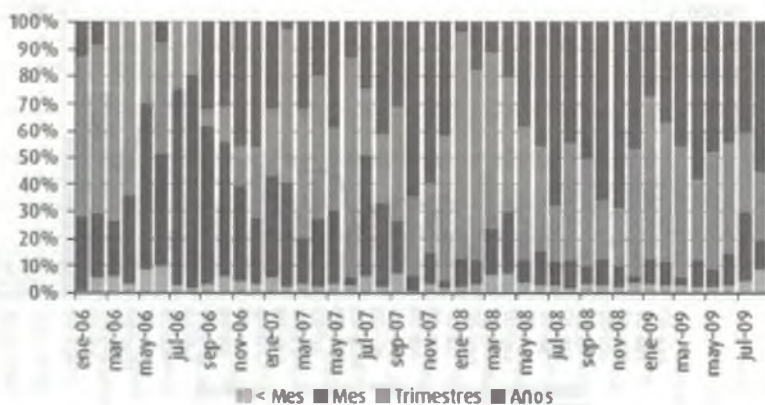


Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español», 24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

18. Por ejemplo, durante 2010 se negocia el Cal2011, contrato con liquidación durante todo el año 2011.

Respecto a los contratos con vencimientos trimestrales, el contrato trimestral Q+2¹⁹ es el que cuenta con un mayor volumen negociado, con niveles ligeramente superiores a los del contrato Q+1.

El peso relativo del volumen de negociación OTC mensual por tipo de contratos, en el periodo enero 2006 – agosto 2009 se muestra en el siguiente gráfico, en el que puede verse cómo va aumentando el peso de los contratos de mayor duración:



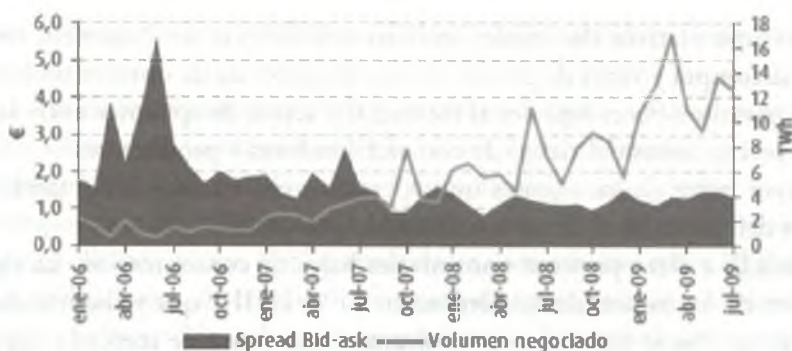
Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español»,
24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

Generalmente se usa como indicador de la liquidez del mercado la horquilla de precios, más conocida como «diferencial *bid-ask*» (o directamente *bid-ask* o *bid-offer spreads*), que muestra la diferencia entre el mejor precio de compra (*bid*) y el mejor precio de venta (*ask*).²⁰ A menor diferencia, o *spread*, entre *bid* y *ask*, más líquido se considera que es el mercado. Un *spread* muy amplio indica que si un comprador o un vendedor quieren realizar una operación, no tienen seguridad de no alterar el precio del mercado, mientras que un *spread* ajustado indica que es posible realizar operaciones a un precio estable.

En el caso del mercado OTC español, la tendencia decreciente del *spread bid-ask* ha estado en consonancia con el desarrollo e incremento del volumen negociado y del número de agentes, tal y como se muestra en el siguiente gráfico. Mientras que en el año 2006, la diferencia entre las ofertas de compra y de venta se situó, en media, por encima de los 2,5 €, dos años más tarde esta diferencia era menos de la mitad (1,17 €). La liquidez del mercado español, mostrada por estas cifras, se sitúa en los mismos niveles que otros mercados OTC europeos más desarrollados y con una mayor tradición, como el francés o el alemán.

19. En octubre 2010, el contrato Q+2 sería aquél con entrega en el segundo trimestre de 2011.

20. Esto es equivalente a la diferencia entre el tipo de cambio que podemos obtener en un momento dado al comprar divisas y al venderlas, como habrá notado cualquiera que haya comprado dólares para un viaje y haya vendido los dólares sobrantes a su vuelta.



Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español»,
24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

Spread bid-ask en los mercados OTC (€/MWh)			
Año	Alemania	Francia	España
2006	0,57	0,74	2,58
2007	0,79	0,70	1,55
2008	1,02	1,03	1,17
2009 (enero-agosto)	1,01	1,18	1,32

Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español»,
24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

5.2. PARTICIPANTES Y ESTRUCTURA DEL MERCADO

En el mercado OTC español participan en la actualidad unos 25 agentes negociadores (*traders*) que realizan transacciones en nombre propio o en nombre de terceros. Estos agentes son:

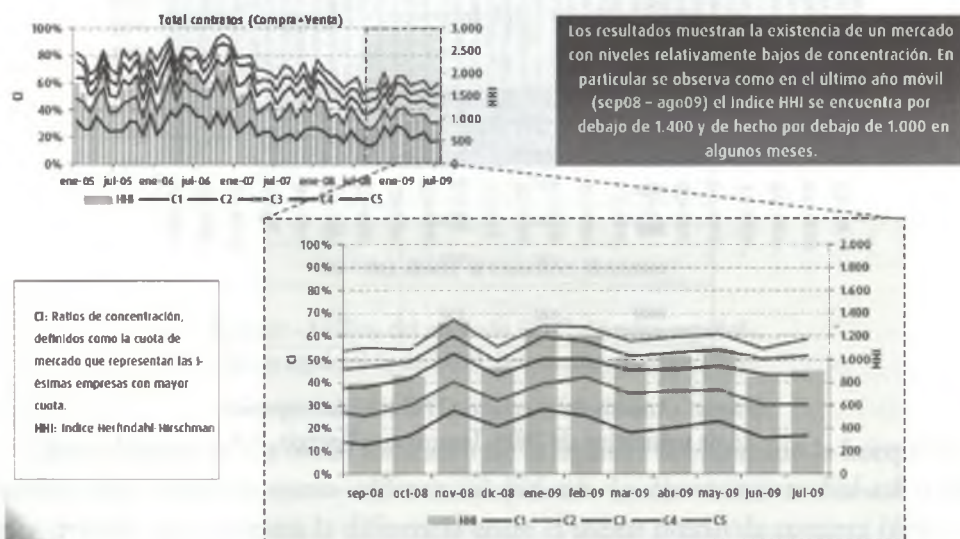
- empresas eléctricas y gasistas españolas y extranjeras (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC, Factor Energía, Nexus, E.on, Alpiq, EdF, GdF Suez, EGL, etc.),
- entidades financieras (Morgan Stanley, Citibank, Goldman Sachs, Deutsche Bank, Barclays,
- grandes consumidores de energía y empresas dedicadas a la negociación mayorista de materias primas (*commodities*) (como Cargill, Norsk Hydro o Mercuria).

Los mercados a plazo son utilizados con propósitos de cobertura (por ejemplo, cuando un comercializador compra energía para suministrar a sus clientes, o un generador vende por adelantado su producción del año siguiente para asegurar su

margen) o especulativos (los *traders* realizan una función fundamental, tomando riesgo en la compra y venta de productos con la esperanza de obtener un beneficio, lo que les permite ofrecer liquidez al mercado) y actuar de «puente» entre las necesidades y percepciones del riesgo de comercializadores y productores.

La mayor parte de los agentes que operan en el mercado OTC también son miembros del mercado de futuros gestionado por OMIP.

El mercado a plazo presenta unos niveles bajos de concentración. La siguiente gráfica muestra los índices de concentración C_i ²¹ y HHI,²² que ya hemos discutido anteriormente. Puede verse que, para alcanzar una cuota de mercado superior al 50 %, hacen falta cuatro o cinco empresas.



Fuente: «Análisis del mercado OTC eléctrico español», 24 de septiembre de 2009, Intermoney Energía, S.A.

5.3. EL COMPORTAMIENTO DE LOS MERCADOS A PLAZO Y SU SUPERVISIÓN

No ha habido ninguna actuación sancionadora de la CNE o de las autoridades de competencia sobre los mercados a plazo. No obstante, suelen escucharse opiniones sobre la falta de transparencia de los mercados OTC frente a los mercados de futuro organizados.

La información sobre precios y volúmenes negociados en los mercados OTC está disponible a través de empresas especializadas (como Platt's) o de los propios *brokers*. Es posible construir listas anónimas de operaciones, en las que se identifi-

21. Cuota de mercado que representan las empresas con mayor cuota.

22. Sumatorio de los cuadrados de las cuotas de mercado de cada una de las empresas en el mercado.

can, para cada operación, volúmenes, fechas, tipo de producto y precio (pero no las contrapartes).

Las autoridades regulatorias y de competencia (tanto las nacionales como la Dirección General de Competencia de la Unión Europea) tienen atribuciones para recabar información sobre actuaciones en estos mercados, y las utilizan en ocasiones. La más importante de éstas fue la «Investigación Sectorial» de los mercados de electricidad y gas llevada a cabo por las autoridades comunitarias entre 2005 y 2006.

Estas atribuciones, así como la obligación de los participantes del mercado de mantener la información sobre sus operaciones a disposición de los reguladores, han sido reforzadas y armonizadas en las últimas directivas de electricidad y gas. No obstante, están en curso diversas iniciativas reglamentarias, por parte de las instituciones europeas, para desarrollar lo establecido en las directivas y reforzar la supervisión de estos mercados.

- En particular, la reciente propuesta de reglamento europeo *on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories*, adoptada por la Comisión Europea el 15 de septiembre de 2010, contempla, entre otros aspectos, la obligación de informar de las operaciones OTC a entidades denominadas *trade repositories*,²³ donde quedarán a disposición de las autoridades regulatorias y de competencia.
- También se espera, para finales de 2010, una iniciativa legislativa de la Comisión Europea sobre un régimen de transparencia e integridad para los mercados de energía y materias primas.

En cualquier caso, no es raro leer opiniones críticas sobre el comportamiento de los mercados OTC. Recientemente incluso se ha hecho público un informe de la CNE («Informe sobre la relación de los precios del mercado *spot* y el de los mercados a plazo», 27 de julio de 2010) en el que se concluye:²⁴

Primera. Desde la introducción del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, los precios a plazo de la electricidad, en particular los precios resultantes de las subastas CESUR, se han situado por encima de los precios del mercado *spot* (OMIE), en un contexto de fuerte caída de la demanda, vinculada a la disminución de la actividad económica, y de exceso de capacidad de tecnologías térmicas ante una mayor participación de las tecnologías eólica e hidráulica.

[...]

23. La propuesta introduce también obligaciones de gran impacto relativas al uso de cámaras de compensación y a la gestión de riesgos de las actividades OTC, que no discutiremos en este capítulo.

24. El informe presta, además, especial atención al mecanismo de fijación del precio de la tarifa de último recurso. Trataremos este tema en la próxima sección de este capítulo.

Tercera. La valoración del precio del contrato a plazo eléctrico se realiza a partir de la predicción de los precios medios spot que se realicen durante el periodo de entrega de los contratos a plazo. En mercados relativamente líquidos y con un número elevado de agentes heterogéneos, teóricamente la cotización promedio de un contrato a plazo debe tender al valor del precio medio spot en el periodo de entrega de la energía del contrato.

Cuarta. El hecho de que la electricidad no sea un bien almacenable hace que la evolución de las cotizaciones de los contratos a plazo no siga estrechamente la evolución del precio spot, aunque sí su tendencia. Por lo tanto, las cotizaciones a plazo de la electricidad, en especial para los plazos de entrega más alejados en el tiempo, siguen en mayor medida la evolución de variables explicativas como los combustibles, mientras que la del precio spot está condicionada, además, por la evolución de otros factores como la demanda, o la hidráulicidad y eolicidad.

Quinta. En general, la evolución de los precios de la contratación a plazo ha sido acorde con la evolución de precios a plazo de combustibles, en especial con el gas natural, cuya correlación es del 97,27 %, de enero de 2008 al 15 de junio de 2010.

[...]

Las conclusiones del informe de la CNE son más equilibradas que lo que ha sido reportado en la prensa en relación con este informe, que ha sido aprovechado para cuestionar la integridad del mercado OTC español y del sistema de fijación de los precios de la tarifa de último recurso, sugiriendo, más o menos abiertamente, la manipulación del mercado a plazo por parte de los agentes.

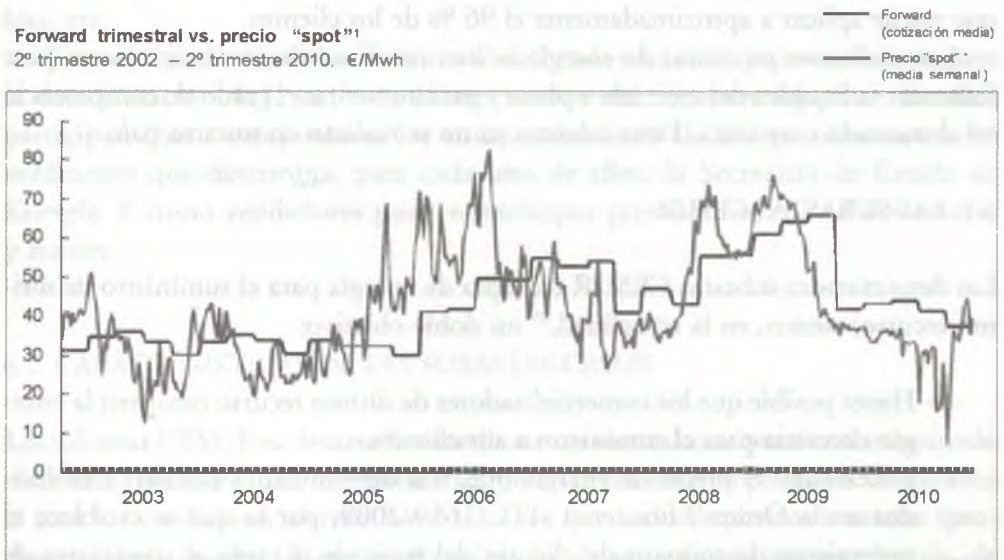
De hecho, un análisis sosegado del mercado a plazo español y su relación con el mercado *spot* pone de manifiesto que la relación entre ambos es la que cabría esperar. En efecto, ha de tenerse en cuenta que el mercado a plazo recoge la expectativa de los agentes de cuál será el precio mayorista en un periodo determinado del futuro. Si los agentes fueran capaces de adivinar el futuro, el precio *spot* convergería con el precio a plazo. Sin embargo, como es obvio, no se puede predecir el futuro. El precio del mercado a plazo vendrá influenciado por las perspectivas que los agentes tienen sobre el equilibrio de oferta y demanda, los precios de combustibles y CO₂, etc. Mientras que el precio *spot* se ve influido, además, por elementos de corto plazo, como pueden ser la climatología, las indisponibilidades de instalaciones, el viento, etc. La experiencia del mercado español y de otros mercados eléctricos muestra que los precios del mercado a plazo pueden estar por encima o por debajo del mercado *spot*; en un horizonte de tiempo suficientemente largo ambos tenderán a converger, pero ello no puede garantizarse en ningún periodo concreto.

La figura siguiente muestra la relación entre los precios a plazo y *spot* en el mercado español desde el año 2003. Puede verse que, en ocasiones el *spot* está por debajo y en otros casos está por encima. Efectivamente, como pone de manifiesto el informe de la CNE, en la segunda mitad de 2009 y primera mitad de 2010 el

precio *spot* ha estado por debajo del precio *forward*. Pero no puede olvidarse que se trató de un periodo donde los precios *spot* españoles fueron particularmente bajos, muy inferiores a los históricos o a los de otros mercados europeos, con numerosas horas en las que el precio diario era cero, debido (como ya se discutió anteriormente) a la producción renovable, la elevada hidraulicidad y el efecto de los contratos *take or pay* de gas. Sin embargo, durante ese periodo los precios *forward*, aunque más bajos que en el resto de Europa, se separaron menos de éstos que el *spot*. Esta situación ha cambiado posteriormente, en la medida en que el precio *spot* ha empezado a recuperarse hacia valores más «normales».

Forward trimestral vs. precio "spot"

2º trimestre 2002 – 2º trimestre 2010. €/Mwh



En todo caso, debe tenerse en cuenta que el mercado lleva integrados sus propios mecanismos de corrección. Si hubiera un sesgo sistemático entre precios *forward* y precios *spot*, los agentes aprovecharían para especular, y lo eliminarían. Por ejemplo, si el precio a plazo fuera sistemáticamente más alto que el *spot*, los agentes venderían por anticipado en el mercado a plazo (quedándose cortos) para recomprar en el *spot*, a un precio más bajo, quedándose con la diferencia. Así pues, este tipo de diferencias, de existir, no pueden prolongarse más allá de un tiempo muy corto.

6. LA CONTRATACIÓN REGULADA: LAS SUBASTAS CESUR Y LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Existen dos mecanismos de contratación a plazo que han sido establecidos por el regulador: las subastas CESUR (mediante las cuales los comercializadores de último recurso se aprovisionan de energía) y las emisiones primarias de energía (mediante las que Endesa e Iberdrola fueron obligadas a subastar determinados volúmenes de energía). Se trata de dos mecanismos en los que la participación (para algunos) es obligatoria, y que se desarrollan mediante esquemas diseñados por el regulador.

Las subastas CESUR tienen una gran relevancia, pues su resultado sirve de base para la determinación del valor de la tarifa de último recurso en cada trimestre, que puede aplicar a aproximadamente el 96 % de los clientes.

Las emisiones primarias de energía se han justificado como herramienta para fomentar la liquidez del mercado a plazo y para aumentar el grado de competencia en el mercado mayorista. Estas subastas ya no se realizan en nuestro país.

6.1. LAS SUBASTAS CESUR

Las denominadas subastas CESUR (compra de energía para el suministro de último recurso) tienen, en la actualidad,²⁵ un doble objetivo:

- Hacer posible que los comercializadores de último recurso compren la energía necesaria para el suministro a sus clientes.
- Determinar el precio de energía que, tras determinados cálculos establecidos en la Orden Ministerial «ITC/1659/2009, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica», se traslada como uno de los componentes principales de las tarifas de último recurso.²⁶

Las subastas CESUR constituyen el primer caso en España en que se traslada un precio de mercado directamente a la tarifa. Hasta la introducción de la TUR,

25. Con anterioridad, las subastas CESUR fueron utilizadas para que los distribuidores compraran a plazo parte de la energía necesaria para el suministro a tarifa. Entonces el precio resultante de la subasta no se trasladaba a la tarifa, y el objetivo principal de éstas era fomentar la contratación a plazo. Además, en los primeros meses de existencia de la tarifa de último recurso, otras subastas, gestionadas por OMIP, intervinieron también en la determinación de la tarifa de último recurso. En este capítulo no nos detendremos ni en las subastas CESUR para distribuidores ni en las subastas OMIP para comercializadores de último recurso, pues ambas han dejado de realizarse.

26. La tarifa de último recurso (TUR) es el último reducto de tarifa regulada de electricidad en España. Tienen derecho a ella los consumidores de baja tensión con menos de 10 kW de potencia contratada. Es aplicada por los denominados comercializadores de último recurso (CUR), que están obligados a vender a este precio a los clientes con derecho a TUR. La TUR sólo se puede aplicar, aproximadamente, al 30 % de la demanda nacional de electricidad, pero tienen derecho a ella, más o menos, el 94 % de los clientes (la gran mayoría de los clientes domésticos y pequeñas empresas).

la tarifa integraba, en el mejor de los casos, una previsión del precio de mercado. Esta previsión a menudo se desviaba de la realidad,²⁷ introduciendo la necesidad de ajustes y dificultando (o haciendo imposible) que los comercializadores pudieran competir contra la tarifa. Con las subastas CESUR, la tarifa no incorpora una previsión del precio de la energía, sino el precio a plazo al que los comercializadores de último recurso compran realmente su energía (al menos, parte de ésta).

Este precio a plazo está afectado por una serie de cálculos equivalentes a los que realiza cualquier comercializador para elaborar una oferta a sus clientes, que tienen como objeto convertir el resultado de la subasta, que se refiere a productos normalizados, de punta y base, en un precio que considere la curva de carga de un consumidor típico de la tarifa de último recurso, el coste medio de los desvíos esperables, etc.

Estas subastas se realizan en la actualidad cada trimestre, y sirven de base para la determinación de la tarifa de último recurso del trimestre siguiente. En ellas participan como compradores los comercializadores de último recurso, en los volúmenes que determina, para cada uno de ellos, la Secretaría de Estado de Energía. Y como vendedores pueden participar generadores, comercializadores, y *traders*.

6.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBASTAS CESUR

Las subastas CESUR se desarrollan mediante un mecanismo iterativo denominado *descending clock*: se comienza fijando administrativamente un precio de salida, ante el cual los vendedores ofertan los volúmenes que están dispuestos a vender (productos base y punta). El precio de salida ha de ser suficientemente elevado, de modo que asegure un volumen de oferta que exceda inicialmente la cantidad de energía demandada (a ese precio muchos agentes estarán dispuestos a vender). Posteriormente se van efectuando sucesivas rondas, reduciendo gradualmente el precio. Ante cada nuevo precio, los vendedores responden con nuevas ofertas de cantidad, que en cada ronda habrán de ser iguales o menores que las ofertas de la ronda anterior (a medida que el precio baja, los vendedores van perdiendo interés en vender). El proceso continúa hasta que la cantidad ofertada sea menor o igual a la que los CUR han de comprar.

En las primeras subastas CESUR se negociaban productos con entrega física. En la actualidad, se subastan productos con liquidación financiera. La normativa establece un sistema de garantías orientado a cubrir al CUR en caso de incumplimiento del vendedor.

27. En la mayoría de los casos esta desviación era a la baja, es decir, el precio de mercado acababa siendo superior al precio implícito en tarifa, dando lugar al déficit de tarifa denominado *ex post*. En este capítulo no hablaremos del déficit de tarifa, pues, a pesar de su enorme relevancia para la competencia, ha tenido impacto fundamentalmente en la actividad de comercialización.

Las subastas CESUR son gestionadas por OMEL,²⁸ y supervisadas por la CNE. El resultado de cada subasta no se considera firme hasta que la CNE no verifica que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria.

Antes de cada trimestre, los comercializadores de último recurso son requeridos por la Secretaría de Estado de Energía para enviar sus previsiones de energía a suministrar bajo la tarifa de último recurso. A continuación, la propia Secretaría de Estado determina el volumen que cada CUR podrá adquirir.

6.3. VALORACIÓN DE LAS CESUR

En cumplimiento de sus funciones, los resultados de todas las subastas CESUR han sido validados por la CNE. Ni el regulador energético ni las autoridades de competencia han iniciado ninguna actuación sobre esta parte del mercado mayorista. Esto resulta lógico, dado que las subastas CESUR han mostrado un comportamiento muy competitivo desde el principio. En las subastas novena y décima, que han cubierto la segunda mitad de 2009 y la primera mitad de 2010 (el periodo desde la introducción de la TUR), han participado un elevado número de vendedores, y ninguno de ellos ha tenido una cuota especialmente relevante.

- Cabe destacar que los principales generadores, Endesa e Iberdrola, han tenido una participación baja como vendedores, especialmente en el caso de Endesa. En la novena subasta, la participación de Endesa, según el producto, estaba entre el 3 % y el 8,2 %, y en la décima subasta oscilaba entre el 0 % y el 0,2 %. Esto resulta lógico, si se considera que Endesa está habitualmente en una posición corta, pues comercializa más energía de la que produce.
- Del mismo modo, la participación de Iberdrola oscilaba entre el 8 % y el 14,9 % en la novena subasta, y entre el 6,3 % y el 18,3 % en la décima subasta.
- Por el contrario, obtuvieron cuotas muy elevadas agentes relativamente inesperados: el operador del sistema portugués, REN, superó el 11 % de cuota en los productos base de la novena subasta (REN dispone de un volumen de energía, merced a los contratos de compra que mantiene con algunos de los productores independientes portugueses en nombre del sistema eléctrico portugués).
- Otro agente con cuota relevante en la novena subasta fue EdF, que llegó al 15,1 % en el producto base para el cuarto trimestre.
- En la décima subasta, vendedores como Morgan Stanley, EGL o el Royal

28. Las primeras subastas CESUR fueron gestionadas por la empresa consultora NERA.

Bank of Scotland superaron en cuota a algunos de los generadores tradicionales españoles.

No obstante, las CESUR no están exentas de problemas. Desde que empezó a diseñarse el esquema de las subastas CESUR y la tarifa de último recurso, los CUR mostraron su preocupación por dos características del nuevo sistema:

- El hecho de que la mayor parte de la demanda sujeta a TUR se negociara en una única subasta.²⁹ Esto suponía un enorme riesgo, dado que un error o un incidente aislado que afectara al mercado eléctrico podría verse reflejado de forma desproporcionada en la tarifa que iba a estar vigente durante un trimestre.
- La imposibilidad para los CUR de aprovisionarse de toda su energía en las subastas, lo que les obliga a quedarse con una importante posición abierta y les supone un riesgo de mercado que no debería estar presente en una actividad como ésta.

La CNE, en su informe antes citado sobre diferencia entre los precios *spot* y a plazo, realiza una serie de propuestas muy razonables en relación con estos problemas:

Que el Sistema realice la cobertura de la demanda del CUR que no haya sido cubierta a través de las subastas, valorada al mismo precio de la subasta CESUR, resultado que sería liquidado contra el precio *spot* (se generaría una liquidación financiera positiva para el Sistema si el precio CESUR fuera superior al precio OMEL, como viene ocurriendo desde la introducción del SUR, y negativa para el Sistema en caso contrario que, en última instancia, redundaría en beneficios para los consumidores acogidos a la TUR).

Dado que el mercado no organizado financiero con subyacente OMEL (mercado OTC) es la referencia más líquida que está influyendo en la formación de precios en las subastas CESUR, se considera necesaria una supervisión efectiva y coordinada con el supervisor financiero de dichas referencias a plazo, en los términos indicados en la Directiva de electricidad de 13 de julio de 2009. La necesaria supervisión coordinada entre ambos reguladores exige la modificación normativa del artículo 90 de la LMV relativo al secreto profesional de la CNMV, para que pueda compartir datos de transacciones de derivados eléctricos con la CNE.

29. En las primeras convocatorias, parte de la demanda TUR se compraba en otras subastas, gestionadas por OMI, que eran herederas directas de un esquema de contratación aplicado anteriormente a los distribuidores para sus ventas a tarifa. No obstante, el volumen de estas subastas era muy reducido, por lo que no llegaban a evitar los problemas que se mencionan a continuación.

En otros informes ha realizado propuestas en la misma línea:

Que exista una efectiva supervisión del OTC financiero por la autoridad competente, en la medida en que dichas cotizaciones son la referencia líquida en la formación de precio CESUR.

La celebración de distintas subastas CESUR, lo que permitirá disponer de distintas referencias de precio en la TUR, aumentará la presión competitiva en las subastas al disminuir el volumen objeto de subasta y facilitará la cobertura de los CUR a través de dichas subastas.

Que la entidad gestora de la subasta proponga una revisión y mejoras de los mecanismos vigentes de protección de la subasta CESUR.

Las propuestas de los CUR y de la CNE han tenido eco, al menos parcialmente. Con el objetivo de que los CUR puedan cubrir una mayor parte de su demanda, se ha elaborado una propuesta de Real Decreto que establece que los CUR contratarán al menos parte de su demanda no cubierta en la CESUR, al mismo precio resultante de la subasta, con el sistema eléctrico.³⁰ Esta propuesta es un paso en la buena dirección, aunque el borrador que ha sido enviado para trámite de audiencia presenta una serie de imperfecciones (que escapan al alcance de este capítulo) que impiden que el CUR quede realmente protegido contra el riesgo de mercado.

No obstante, este mecanismo, relativamente artificioso, sería innecesario si se introdujera la reforma que han reclamado los CUR desde el principio y que también pide la CNE: un mayor número de subastas CESUR (tantas como sea posible), que permita a los CUR comprar toda su demanda y que impida que incidencias o errores aislados tengan un impacto desproporcionado.

6.4. LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Las emisiones primarias de energía (EPE) son subastas de opciones de compra de energía hasta una potencia horaria determinada, que pueden ejercerse a lo largo de un período prefijado. Se subastan opciones de base y de punta. Las opciones subastadas dan derecho al comprador a comprar un determinado volumen de energía a un precio predeterminado (lo que se denomina el precio de ejercicio o *strike price*) a cambio de un pago fijo (denominado la prima de la opción). En cada subasta se fija el precio de ejercicio de cada producto (base y punta) y el resultado de la subasta es la prima que deberán pagar los compradores.

30. La contratación se producirá con los productores de régimen especial a tarifa, por el volumen que éstos vendan en el mercado diario. No obstante, dado que éstos continuarán percibiendo las tarifas vigentes, y que la diferencia entre el precio de la subasta CESUR y el precio del mercado diario les será compensada en la liquidación, no son los productores de régimen especial, sino el conjunto del sistema eléctrico el que se convierte en contraparte de los CUR.

En la terminología anglosajona los productos subastados suelen conocerse como «Virtual Power Plants (VPP)»,³¹ pues tratan de imitar, de una manera muy simplificada, los flujos económicos de una central de generación. La prima de la opción sería el equivalente al coste fijo de la instalación, mientras que el precio de ejercicio sería el coste variable. En los programas de subasta de este tipo de productos suele establecerse un precio de ejercicio para el producto base que equivale (aproximadamente) al coste variable de la tecnología de generación que se usa como base, mientras que el precio de ejercicio del producto punta suele corresponder al coste variable de la tecnología de punta.

Las subastas de VPP suelen justificarse como herramienta para promover la liquidez en los mercados a plazo o para limitar el poder de mercado de algunos operadores: como se recordará por una sección anterior de este capítulo, el incentivo de un agente a ejercer poder de mercado está condicionado por su posición contractual. Si un generador ya ha vendido su producción a largo plazo, ya no estará, en principio, incentivado a subir los precios en el mercado *spot*.

Se trata de una herramienta que ha sido utilizada, en particular, para atenuar los efectos sobre el mercado de determinadas operaciones de concentración. El caso más conocido y relevante son las subastas que la Comisión Europea impuso a EDF como condición para autorizar la compra de una participación significativa en la empresa alemana EnBW. Han sido impuestas, como condición en operaciones de concentración o como resultado de decisiones de las autoridades de competencia ante casos de abuso, a empresas como RWE, Electrabel, ESB, Enel, Nuon, Elsam, etc.

Las subastas VPP son populares por tratarse de un remedio menos «traumático» y más fácil de aplicar que las ventas de activos de generación.

6.5. JUSTIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LAS EPE

La Ley 36/2003, de Medidas de Reforma Económica, introdujo la Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que posteriormente ha sido modificada por los Reales Decretos Ley 5/2005 y 7/2006:

El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión.

31. En inglés se habla de «Virtual Power Plant Auctions», lo que suele traducirse incorrectamente al castellano como «subastas virtuales». No obstante, las subastas son reales, no virtuales, y es el producto que se subasta lo que puede compararse a una central virtual.

Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.

La potencia afectada en cada emisión no podrá ser superior, para cada operador dominante, al 20 por ciento de la potencia eléctrica instalada de la que se directa o indirectamente titular. La capacidad de producción que podrá ser adquirida individualmente en cada emisión por cada participante quedará limitada a un máximo del 10 por ciento de la potencia total emitida.

El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.

Desarrollos normativos posteriores impusieron esta obligación exclusivamente a dos de los operadores dominantes, Endesa e Iberdrola, en cantidades iguales, al tiempo que se excluía como compradores a los cuatro primeros grupos empresariales considerados como operadores dominantes del sector eléctrico.

Es interesante resaltar que la justificación de las emisiones primarias de energía nunca ha estado del todo clara. En ocasiones (como es el caso del texto legal citado) el objetivo citado es promover la contratación a plazo o la liquidez del mercado mayorista. Sin embargo, en el Real Decreto 324/2008 se introduce una nueva justificación: la reducción del poder de mercado de los operadores dominantes:

Por medio de las emisiones primarias de energía, como medida de fomento de la contratación a plazo, lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva. Por lo tanto, el fomento de la contratación a plazo es el instrumento por medio del cual se logra la finalidad esencial de las emisiones primarias de energía. Esta finalidad aparece más clara en las modificaciones ulteriores de la norma.

Sin embargo, nunca se ha hecho público un análisis que justifique los volúmenes a subastar, ni el efecto que estas subastas debían tener en el grado de competencia en el mercado, ni la justificación para restringir la aplicación de esta medida a Endesa e Iberdrola.

La realización de las primeras subastas fue encargada a Deloitte e IBM, entidades seleccionadas por Endesa e Iberdrola. Las últimas fueron responsabilidad de MEFF, por decisión de la CNE. En todos los casos, Endesa e Iberdrola se hacían cargo de todos los costes.

Se subastan dos productos, en línea con lo que es habitual en otros casos europeos: el producto base, consistente en opciones horarias ejercitables durante las 24 horas del día, de todos los días del período de entrega, y el producto punta, consistente en opciones horarias ejercitables únicamente en las horas definidas como punta (entre las 8:00 y las 24:00 de todos los días, excepto sábados, domingos y

festivos nacionales) del período de entrega. Para cada producto se subastan diversos periodos temporales.

El precio de ejercicio de las opciones es el precio al que se entregará la energía en caso de que el propietario de la opción decida ejercerla, y será fijado por el ministerio con al menos un mes de antelación a la realización de cada subasta.

La subasta se realiza en varias rondas. Se parte de un precio de salida, que ha de ser suficientemente bajo, para asegurar que la demanda es superior a la oferta. Los compradores presentan sus ofertas, sólo en el volumen que están dispuestos a comprar a ese precio. Al pasar de una ronda a la siguiente los precios aumentarán para todos los productos, con el objeto de conseguir una reducción de la demanda (método *multi-round, ascending clock*). En cada ronda, los demandantes pujarán simultáneamente las cantidades que desean adquirir por cada uno de los seis productos subastados: base y punta y periodos de entrega prefijados trimestre, semestre y año. En cada ronda, a medida que sube el precio fijado por el administrador, las pujas presentadas por los demandantes no podrán incrementar la cantidad total de potencia solicitada para cada uno de los productos (punta o base), si bien podrán reducir el volumen demandado o cambiar libremente su distribución en los diferentes periodos de entrega de dentro del producto base o punta.

La condición de cierre de la subasta se da cuando la potencia trimestral equivalente (que es la suma de cuatro veces la potencia demandada para el periodo de entrega año, más dos veces la del semestre, más una vez la del trimestre) demandada en una ronda sea igual o inferior a la potencia trimestral equivalente ofertada para los dos productos, base y punta. Si del proceso de subasta resultaran cantidades de producto no adjudicadas, éstas serán incorporadas a la oferta de las subastas subsiguientes.

Los productos subastados en las primeras EPE tenían entrega física, posteriormente se introdujeron productos con liquidación financiera.

6.6. VALORACIÓN DE LAS EPE

Las emisiones primarias de energía han sido fuertemente contestadas por Endesa e Iberdrola, que han recurrido ante los tribunales la mayor parte de las normas en relación con estas subastas.

El aspecto más controvertido ha sido el precio de reserva. Los vendedores han argumentado que las subastas constituían una expropiación, y que estaban obligados a desprenderse de energía sin poder poner ninguna restricción al precio que podían pedir por ella, por lo que solicitaban la aprobación de una metodología para establecer un precio de reserva, basado en valores de mercado, por debajo del cual no venderían.

La ausencia de un precio de reserva aceptable les ha llevado, en varias ocasiones, a vender sensiblemente por debajo de los precios de mercado a plazo existentes en el momento de realización de la subasta.

También se ha podido comprobar que, debido a la proximidad en el tiempo de las convocatorias de EPE y CESUR, la mayor parte de los compradores de las EPE procedían, pocos días más tarde, a vender toda la energía comprada en las subastas CESUR, obteniendo márgenes bastante significativos con un riesgo muy reducido. Se ha dicho que las EPE sólo han servido para transferir importantes recursos de los consumidores (que acababan pagando el precio de la CESUR) a una serie de *traders* e intermediarios.

No puede negarse, en todo caso, que durante el periodo de realización de las EPE ha aumentado notablemente la liquidez en los mercados a plazo españoles (e ibéricos), aunque es discutible qué responsabilidad tienen las subastas EPE en ese incremento.

Las actuaciones judiciales emprendidas por Endesa e Iberdrola han obtenido un resultado muy relevante, en la sentencia de 25 de mayo de 2010 del Tribunal Supremo, en el recurso interpuesto contra el RD 324/2008, que establecía las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. La sentencia anula varias disposiciones del RD. En concreto:

- El Tribunal Supremo establece que en principio el sistema de subastas es adecuado para incrementar la competencia, y por lo tanto acorde a la ley, sin entrar en el aspecto económico de la cuestión.
- El Tribunal estima la pretensión de que no pueden ser obligados a vender en las EPE sólo Endesa e Iberdrola, sino todos los operadores dominantes que en cada momento lo sean.
- El Tribunal Supremo anula la posibilidad de productos con liquidación financiera, manteniendo solo las opciones sobre venta de energía física.
- En relación con el precio de reserva, el Tribunal establece que la Administración, aunque no necesariamente en el Real Decreto, tiene que fijar un precio de reserva para cada subasta, y por lo tanto éste tiene que existir y ser notificado, y las empresas lo podrán recurrir.

En marzo de 2009 se celebró la séptima y última subasta EPE. Tras ella, la CNE realizó una consulta pública para analizar la conveniencia de realizar nuevas subastas. Como conclusión de esa consulta la CNE no llega a proponer la realización de nuevas subastas:

Los resultados de la consulta revelan un contexto de mercado complejo, que está cambiando rápidamente, impulsado por los desarrollos regulatorios recientes. Se considera necesario emprender un estudio más profundizado sobre la evolución actual de los siguientes ámbitos:

- *El funcionamiento y la estructura del mercado OTC, y su relación con otros segmentos del mercado mayorista de electricidad.*

— La evolución de la competencia en el mercado minorista de electricidad, con especial atención al impacto de la integración vertical.»

Entre las propuestas de modificación de las EPE que han circulado en estos meses destacan aquéllas que se dirigen a alargar los plazos de entrega de los productos (en las subastas realizadas se han vendido trimestres, semestres y años), para subastar contratos de varios años de duración. Y se ha sugerido también imponer restricciones a los compradores, de modo que, de alguna forma, se restrinja la participación en las EPE a aquellas empresas que deseen comprar energía para comercializar a clientes finales.

Es obvio que este tipo de propuestas no haría sino empeorar el carácter expropiatorio de la medida. Al reducir la demanda (restringiendo la participación de posibles compradores) e incrementar la oferta (el mercado no reclama actualmente contratos de más de uno o dos años de duración, entre otras cosas por que no hay clientes finales interesados en esos plazos). Además, ideas como éstas ponen de manifiesto un cierto desconocimiento de la política de riesgos que sigue cualquier empresa que actúa en el mercado energético, que obliga a cualquier comercializador a acompasar sus compras a las ventas, para mantener siempre una posición relativamente equilibrada y, en todo caso, dentro de unos límites de riesgo establecido. Esta realidad chocaría con la pretensión de subastar productos de duración superior a dos años, pues éstos suponen un volumen económico (y, por lo tanto, un nivel de riesgo) mucho mayor.

7. VALORACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA POR LAS AUTORIDADES DE COMPETENCIA

Los análisis realizados por las autoridades de competencia, tanto españolas como europeas, han puesto de manifiesto la favorable evolución de la competencia en el mercado mayorista español, tanto en términos absolutos como en términos comparados con otros países de la Unión Europea. No obstante, continúa vigente una figura que podemos considerar anacrónica, la del operador dominante, a la que se imponen obligaciones que difícilmente pueden considerarse justificadas.

7.1. ANÁLISIS DE LAS AUTORIDADES DE LA UNIÓN EUROPEA

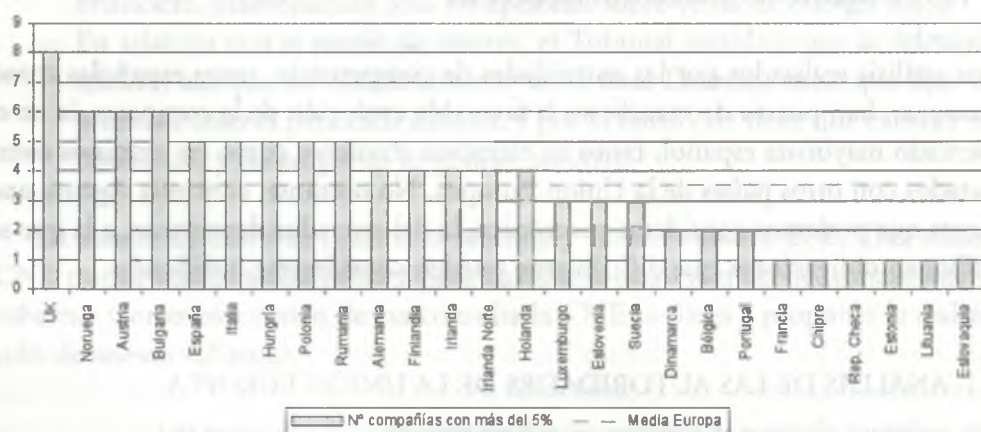
La Comisión Europea presta una especial atención a la competencia en los mercados de energía. Este interés quedó especialmente reflejado en la «Investigación Sectorial» de los mercados de electricidad y gas llevada a cabo por la Dirección General de Competencia (DGCOMP) entre 2005 y 2006. Se trató de un ambicioso esfuerzo de recopilación de información procedente de todos los participantes en los diversos mercados (productores, comercializadores, consumidores, ope-

radores del sistema, asociaciones sectoriales, etc.) que permitió a la DGCOMP realizar un diagnóstico en profundidad de la situación competitiva en esos mercados. El efecto más visible de la Investigación Sectorial fue un conjunto de propuestas legislativas que se concretaron en el denominado «Tercer paquete», las nuevas directivas y reglamentos de electricidad y gas. Pero, adicionalmente, la Comisión inició actuaciones contra empresas concretas a la luz de la información que había recopilado. Cabe señalar que, hasta la fecha, ninguna de esas actuaciones ha tenido como objetivo empresas españolas.

Además, la Dirección General de Energía publica periódicamente los denominados *benchmarking reports*. El último es el *Report on progress in creating the internal gas and electricity market*, de 11 de marzo de 2010, donde se analiza el progreso en la puesta en marcha de los mercados únicos de electricidad y gas. Este informe pone de manifiesto algunos datos sobre el mercado mayorista español:

- Cinco agentes tuvieron una participación superior al 5 % del mercado de generación nacional. Este valor sólo es superado por cuatro países europeos.
- La cuota acumulada de los tres mayores agentes en España ascendió a un 72,9 % en 2008, reduciéndose la cuota de 2007. Este valor está por debajo de la media europea.
- La cuota del primer generador en España es muy inferior a la media europea.

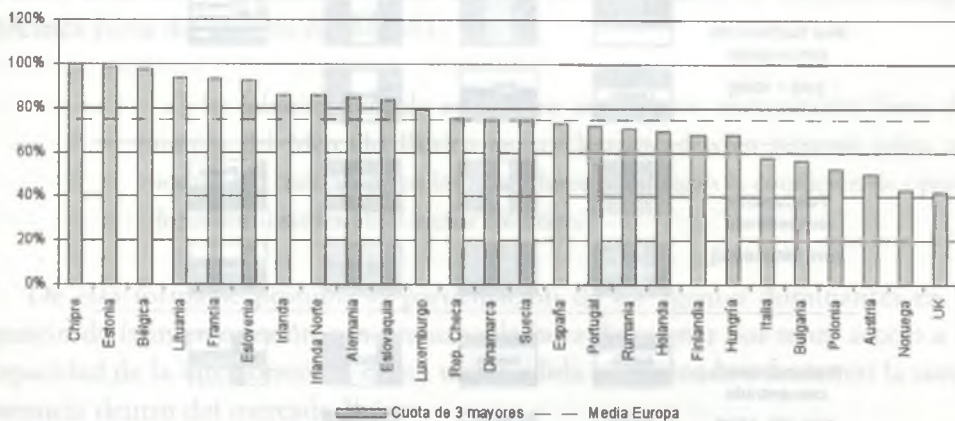
Número de compañías con más del 5 % de capacidad de generación en Europa



Fuente: Report on progress in creating the internal gas and electricity market.

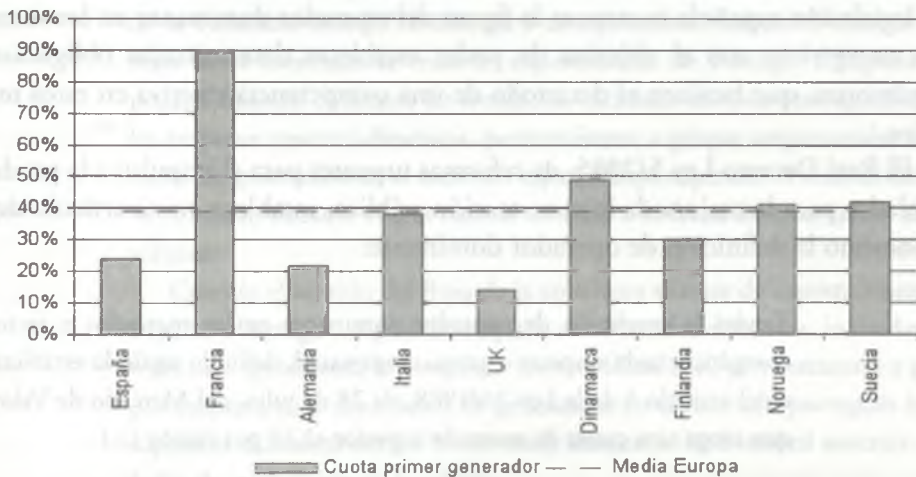
Comisión Europea. 11.3.2010

Cuota de los tres principales agentes de cada país



Fuente: Report on progress in creating the internal gas and electricity market. Comisión Europea. 11.3.2010

Cuota del primer generador

























Fuente: Report on progress in creating the internal gas and electricity market. Comisión Europea. 11.3.2010

Como conclusión, según la valoración de la Comisión Europea, el sistema eléctrico español se encuentra en el grupo de los menos concentrados de Europa:

Grado de concentración del mercado eléctrico en 2008

Report on progress in creating the internal gas and electricity market, EC, 11.3.2010

Muy fuertemente concentrado [HHI > 5000]				
				
Fuertemente concentrado [HHI 1800 -5000]				
				
Moderadamente concentrado [HHI 750 -1800]				
				

7.2. LA FIGURA DEL OPERADOR DOMINANTE

La legislación española incorpora la figura del operador dominante en los mercados energéticos con el objetivo de poder establecer determinadas obligaciones regulatorias, que faciliten el desarrollo de una competencia efectiva en estos mercados.

El Real Decreto Ley 5/2005, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, establece en su artículo decimonoveno la definición de operador dominante:

Tendrá la condición de operador dominante en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento [...]

La CNE aprobó el 30 de julio de 2008 la última resolución (hasta la fecha) en la que se establecen las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos. En concreto, en el sector eléctrico:

Operadores dominantes		
Actividad total	Actividad de generación de electricidad	Actividad de suministro de electricidad
ACCIONA/ENDESA/ENEL. GRUPO IBERDROLA. GRUPO EDP/HIDROCONTÁBRICO. ACS/UNIÓN FENOSA.	ACCIONA/ENDESA/ENEL. GRUPO IBERDROLA. GRUPO EDP/HIDROCONTÁBRICO. ACS/UNIÓN FENOSA.	ACCIONA/ENDESA/ENEL. GRUPO IBERDROLA. GRUPO EDP/HIDROCONTÁBRICO. ACS/UNIÓN FENOSA.

Posteriormente, en una resolución de 17 de marzo de 2009, la CNE elimina de dicha relación a ACCIONA, ENEL y ACS.

Por otra parte, el artículo vigésimo segundo del mencionado Real Decreto Ley 5/2005 establecía la limitación a los operadores dominantes de adquirir energía eléctrica fuera del ámbito del MIBEL:

[...] las adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad o en terceros países no podrán ser realizadas por los operadores que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.

De esta forma se prohibía la participación de los agentes dominantes en la gestión de la interconexión con Francia a la hora de pugnar por tener acceso a la capacidad de la interconexión, como una medida encaminada a fomentar la competencia dentro del mercado Ibérico.

Por su parte, la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, establece limitaciones similares en la gestión de la interconexión entre España y Portugal:

2.6 Conforme a lo previsto en la directriz modificada 2.10 de la Decisión de la Comisión 2006/770/CE, de 9 de noviembre, cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de Portugal a España no podrán adquirir contratos las entidades, incluidas en todo caso igualmente las empresas comercializadoras, pertenecientes a grupos empresariales cuya cuota de generación en el mercado español haya superado el umbral del 20 % del total, durante el año natural anterior a la fecha de celebración de la subasta.

Cuando el sentido del flujo de la cobertura se trate de exportaciones de España a Portugal no podrán adquirir contratos las entidades, incluidas en todo caso igualmente las empresas comercializadoras, pertenecientes a grupos empresariales cuya cuota de generación en el mercado portugués haya superado el umbral del 20 % del total, durante el año natural anterior a la fecha de celebración de la subasta.

Esta medida estaba encaminada a limitar el acaparamiento de la interconexión en el sentido importador por parte de los agentes con una cuota superior al 20 % en cada mercado por separado. Era especialmente relevante en el comienzo del MIBEL, ya que entre un 80 % del tiempo ambos mercados estaban separados y por lo tanto había dos mercados relevantes diferentes, España y Portugal, cada uno con su propio grado de concentración. Hoy en día el funcionamiento del MIBEL ha cambiado radicalmente, y la separación de ambos mercados sólo se produce en menos de un 20 % del tiempo.

Por otra parte, como ya se comentó anteriormente, la existencia de estas restricciones en la interconexión con Francia lleva a una utilización de ésta por deba-

jo de los valores óptimos. No parece muy coherente que el operador dominante, casi único, de un país altamente concentrado, como es Francia, pueda importar energía desde España, mientras que los operadores españoles, operando en uno de los mercados menos concentrados de la Unión Europea, tienen limitado el acceso a dicha interconexión.

7.3. VALORACIÓN POR LA CNC Y LA CNE: DECISIÓN GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA

Los análisis de las operaciones de concentración requieren los estudios más exhaustivos de los mercados por parte de las autoridades de competencia. Lógicamente, si existiera un diagnóstico negativo sobre la situación competitiva del mercado eléctrico (o del gasista), cualquier objeción debería ponerse de manifiesto al analizar el proyecto de concentración de dos agentes tan relevantes como Gas Natural y Unión Fenosa para los mercados eléctrico y gasista.

La propuesta de concentración fue acompañada de una serie de compromisos que, en lo relativo al mercado de generación, se reducían a la desinversión de 2.000 MW de capacidad de generación de ciclo combinado.

A instancias de la Comisión Nacional de Competencia, la CNE aprobó su informe sobre esta operación con fecha 9 de octubre de 2008.

Finalmente, la Comisión Nacional de Competencia propuso la aprobación de la concentración, sujeta a la ejecución de los compromisos presentados por el solicitante.

Como conclusión del análisis del impacto en el mercado eléctrico se consideraron afectados los mercados de generación y comercialización y también se analizaron los efectos en la actividad regulada de distribución ante los efectos conglomerado resultantes del solapamiento de redes de gas y electricidad. No obstante, en este capítulo nos detendremos brevemente sólo en los efectos y condiciones relativos al mercado mayorista de electricidad.

A juicio de la CNE, la operación tendría un impacto moderado sobre el mercado total de generación, donde Iberdrola y Endesa mantendrían cuotas en el orden del 23 %-28 %, respectivamente, mientras el nuevo grupo alcanzaría el 17,5 %. La concentración medida por el HHI aumentaría, pero sin superar el umbral de variación de referencia de 250 puntos. Por ello la CNE consideró que el nuevo grupo podría tener un incentivo modesto, aunque en todo caso mayor, a subir los precios, con respecto a la situación de partida.

Sin embargo, al poseer una elevada cuota en el subconjunto de centrales retirables marginales (centrales hidráulicas, ciclos combinados y centrales de carbón), el nuevo grupo adquiriría una mayor capacidad potencial de fijación de precios en el mercado diario.

El análisis de pivotalidad, orientado a establecer si la potencia disponible de un generador es indispensable para abastecer la demanda en determinados periodos

del año, puso de manifiesto que el nuevo grupo sería pivotal en un número reducido de horas y días al año, muy inferior al de Iberdrola y Endesa (ya de por sí bajo, como hemos discutido anteriormente en este mismo capítulo).

El análisis de la CNE también señalaba que la operación empeoraría la concentración en la oferta de servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos. En cuanto a la resolución de restricciones técnicas, el informe de la CNE señalaba que únicamente se producía un solapamiento geográfico de las centrales de ambas empresas en la provincia de Cádiz. Este solapamiento implica un aumento de cuota de potencia instalada de la nueva compañía en la zona del 10,5 % al 21 % en 2007 y del 19,2 % al 28,7 % en 2009. No obstante, se concluye que el impacto de la operación en este mercado sería poco significativo, considerando que el aumento de capacidad y el desarrollo de nuevas líneas de transporte reducirían la probabilidad de que se produzcan restricciones en la zona señalada.

La CNE no consideró en su informe que la mayor integración vertical derivada de la operación fuese a afectar negativamente a la dinámica competitiva en ninguno de los dos mercados afectados, debido a que el tamaño del nuevo grupo en generación no sería suficiente como para permitirle cerrar el acceso a este mercado para otros comercializadores o subir su precio, dada la existencia de un mercado *spot* de generación organizado líquido y con precios transparentes. Por otro lado, tampoco cabría esperar un efecto de cierre sobre el mercado descendente de suministro, dado que el nuevo grupo no acapararía una demanda significativamente superior a la abastecida por Unión Fenosa antes de la operación.

La CNE planteó dos tipos de remedios alternativos: realización de una cesión de potencia virtual, en el entorno de 400 MW, o desinversión de ciclos combinados por una potencia similar.

La CNE dejó claro que el criterio básico para determinar la cantidad objeto del remedio está relacionado con el objetivo de anular la «pivotalidad» adquirida, es decir la capacidad potencial del nuevo grupo de ejercer poder de mercado de manera unilateral, único efecto anticompetitivo que fue identificado en el mercado mayorista de electricidad. Cabe destacar que este volumen era inferior al que el propio solicitante propuso en su notificación (2000 MW).

7.4. CONCLUSIÓN: QUÉ OPINAN LAS AUTORIDADES DE COMPETENCIA

A lo largo de este capítulo hemos señalado la falta de actuaciones de las autoridades de competencia y el regulador energético en relación con el mercado mayorista de electricidad, excepto en el caso de las restricciones técnicas. Pero la CNC y la CNE no sólo han valorado el mercado eléctrico «por omisión». En sus informes sobre la propuesta de concentración de Gas Natural y Unión Fenosa se han pronunciado activamente. En este caso, que suponía la unión del operador más importante del mercado del gas, con una presencia muy relevante en generación eléctrica, y el tercer generador y comercializador de electricidad, se aceptó la concentración

sujeta a las condiciones que ofrecía el solicitante. Y es reseñable que los 2000 MW de desinversiones que propuso Gas Natural estaban muy por encima de los 400 MW que la CNE consideró necesarios para aliviar los problemas que esta operación causaba en el mercado mayorista. No cabe mejor diagnóstico de la situación competitiva del mercado mayorista que éste.

8. LAS AYUDAS AL CARBÓN NACIONAL

Uno de los temas más debatidos en el sector eléctrico durante 2009 y 2010 ha sido, sin duda, el esquema que se acaba de aprobar para garantizar la producción de energía eléctrica a partir del carbón autóctono.

Los Reales Decretos 1221/2010, aprobado el 1 de octubre, y 134/2010, establecen el denominado procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Mediante este esquema, del mismo modo que el procedimiento de restricciones técnicas «tradicional» sirve para modificar el programa de generación resultante del mercado con el objeto de respetar las limitaciones derivadas de la red de transporte, el nuevo procedimiento se usará para modificar el programa resultante del mercado con el objetivo de asegurar el acomodo de un importante volumen de producción con carbón nacional.

Esto resulta necesario, según el Gobierno, porque la producción con carbón nacional no resulta actualmente competitiva, al ser este combustible más caro que el carbón importado y el gas natural. La falta de utilización del carbón autóctono condenaría al cierre a las empresas mineras españolas, lo que, en opinión del Gobierno, pondría en peligro la seguridad de suministro, al tratarse del único combustible fósil producido en España. No obstante, no puede ignorarse que la justificación principal de este real decreto reside en la necesidad de mantener activas unas empresas que son las principales fuentes de empleo y riqueza en comarcas que, hoy por hoy, no parecen tener alternativas de supervivencia económica.

8.1. ANTECEDENTES

La Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, al igual que las derogadas Directivas 1996/92 CE y 2003/54/CE, establecen que «Por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consuma en el Estado miembro de que se trate».

Amparándose en estas directivas, la Ley del Sector Eléctrico incorporó un sistema de incentivos al consumo de carbón autóctono desde 1998 hasta el 31 de

diciembre de 2006 (1 PTA/kWh) que formaba parte de los CTC (costes de transición a la competencia), y que, tras ser notificado como ayuda de Estado, fue aprobado por la Comisión Europea a través de su decisión de 25 de julio de 2001, aprobación extensiva hasta 2006. Este incentivo permitía a las compañías eléctricas que la producción con carbón nacional pudiera competir en el mercado mayorista con la de carbón importado.

En la nueva redacción de la Ley del Sector Eléctrico dada por la Ley 17/2007, se incluyen disposiciones que amparan la introducción de procedimientos e incentivos que fomenten el funcionamiento de unidades de producción de energía eléctrica que utilicen energía primaria autóctona, siempre en línea con las directivas mencionadas.³²

El Real Decreto Ley 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, suprime formalmente el mecanismo de los CTC tecnológicos al considerar que «se trata de un mecanismo innecesario y distorsionador», pero reconoce de forma expresa la necesidad de preservar el régimen de incentivo al consumo del carbón autóctono. De hecho incorpora una disposición adicional en la que establece:

Asimismo, el Gobierno, de acuerdo con lo establecido en los artículos 3 y 11 de la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, por motivos de seguridad de suministro, podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido, que permita la entrada preferente en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas.

Estas primas se considerarán costes permanentes de funcionamiento del sistema a efectos de lo previsto en el artículo 16.5 de la [LSE] y se incluirán como tales para el cálculo de la tarifa eléctrica media.

En virtud de lo dispuesto por el RDL 7/2006, en las Órdenes de tarifas de 2007 y 2008 se previeron unas cantidades en concepto de incentivo provisional al consumo de carbón autóctono de 79,8 y 93,1 M€, respectivamente. Estas canti-

32. El artículo 25 de la Ley 54/97 dispone que el «El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en periodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado».

- En la Disposición Transitoria Cuarta de la Ley 54/97 se establece que «El Gobierno podrá establecer los incentivos necesarios para conseguir que los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica consuman carbón autóctono en cantidades que cubran las fijadas anualmente como objetivo por el Ministerio de Industria y Energía. Este objetivo respetará, en todo caso, a partir del año 2004, el límite a que se refiere el artículo 25.1 de la presente Ley. Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh para aquellos grupos de producción y en la medida que hayan efectivamente consumido carbón autóctono y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono».

dades formaron parte de los costes de la tarifa de acceso y fueron pagadas por los consumidores, depositándose en las cuentas correspondientes de la CNE, a la espera de que el ministerio fijase el criterio de reparto de esas cantidades entre los titulares de las centrales de carbón autóctono. Dado que la aprobación por la Comisión Europea del esquema inicial de ayudas al carbón sólo era válida hasta el final de 2006, se hacía necesario, antes de empezar a utilizar estas cantidades, la oportuna notificación a Bruselas. Esta notificación fue presentada por el Ministerio de Industria en julio de 2007. Tras diversas peticiones de información adicional por parte de la Comisión Europea, y ante el riesgo de un rechazo por parte de ésta, el Ministerio retiró la notificación a finales de 2008, por lo que, a fecha de hoy, las primas están sin aprobar y no pueden liquidarse a los generadores.

No se conoce el contenido de la notificación que presentó el Ministerio de Industria, ni las razones de que existieran dudas respecto a la aprobación por la Comisión Europea de una medida muy similar a la que ya había sido autorizada en 2001. No obstante, la notificación se retiró antes de que Bruselas se pronunciara, y la Orden de tarifas de 2010 saldó las cuentas con las cantidades consignadas en 2007 y 2008 (en 2009 no se previó cantidad alguna en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono), destinando el saldo a la reducción del déficit de 2009.

Las centrales de carbón nacional siguieron funcionando durante 2007 y 2008, en parte por las expectativas que tenían las empresas eléctricas propietarias de acabar cobrando las ayudas que contemplaba la legislación española. Los niveles de precios del mercado durante 2009 (así como la certidumbre de que las ayudas esperadas no iban a ser notificadas a Bruselas) supusieron una drástica reducción de la producción con estas centrales y Endesa y Unión Fenosa anunciaron, a mediados de 2009, que suspendían las compras de carbón autóctono puesto que los stocks acumulados saturaban los parques de sus centrales.

No puede olvidarse que las ayudas destinadas al carbón nacional a través de las empresas eléctricas son complementarias de las que reciben directamente las empresas mineras. En paralelo con los trámites descritos, el Ministerio de Industria, los sindicatos y la patronal de las empresas mineras (Carbunión) firmaron en marzo de 2006 el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006 – 2012 (Plan de la Minería). En este plan se establecen una serie de ayudas a los productores, a la construcción de infraestructuras y ayudas a las comarcas a cambio del establecimiento de una reducción progresiva de la producción de carbón. Estas ayudas fueron aprobadas por la Comisión Europea el 14 de julio de 2009.

8.2. LOS REALES DECRETOS 134/2010 Y 1221/2010

El mecanismo de apoyo al carbón nacional se definió inicialmente en el Real Decreto 134/2010, que posteriormente fue modificado por el Real Decreto 1221/2010. El objetivo de estos reales decretos es garantizar un nivel de consumo

de carbón autóctono similar al establecido en el Plan de la Minería. Ello se justifica atendiendo a razones de seguridad de suministro, indicando que estas centrales son necesarias (entre otras cosas, para dar respaldo a la producción renovable, que no proporciona potencia firme) y que el mercado no puede asegurar su viabilidad.

Los reales decretos afectan a diez centrales térmicas, con una potencia total de casi 4.700 MW, pertenecientes a todas las grandes compañías generadoras.

Si bien el Plan de la Minería expira en 2012, los reales decretos se extienden hasta 2014, con el fin de poder incluir la producción correspondiente al stock de carbón autóctono en el almacenamiento estratégico.³³

Los reales decretos establecen el siguiente procedimiento para asegurar el consumo de carbón nacional:

- REE realizará una planificación anual que garantice que estas centrales consumirán las cantidades establecidas en una resolución al efecto de la Secretaría de Estado de Energía.
- Tras establecerse el programa resultante del mercado diario y la contratación bilateral, y previamente a la modificación de los programas para resolver las restricciones técnicas, el operador del sistema procederá a agregar el programa de los grupos de carbón autóctono necesario para cumplir con la planificación anual citada.
- En este momento el programa estará desequilibrado, puesto que habrá un excedente de generación debido a la agregación de la producción con carbón autóctono. Por lo tanto, el siguiente paso que debe dar el operador del sistema es reequilibrar la generación y la demanda y ello exigirá la reducción del programa de unidades de generación.
- El criterio para reducir el programa de las unidades de producción es seguir un orden descendente en las emisiones de CO₂, de forma que las centrales de carbón importado que puedan haber casado en el mercado diario serán las primeras en ser retiradas. Si fuese necesario reducir el programa a los ciclos combinados, esta reducción se realizará a prorrata (según la versión final, correspondiente al Real Decreto 1221; en la versión inicial, introducida por el Real Decreto 134, los ciclos combinados a desplazar eran seleccionados por un mecanismo de subasta).
- Las centrales de carbón nacional que se despachan según este mecanismo serán retribuidas mediante un precio regulado, que contemplará sus costes de funcionamiento (incluido el de compra de derechos de emisión), así como la amortización y retribución del capital, según un esquema típico de

33. Para paliar el problema de la interrupción de las compras por parte de Endesa y Unión Fenosa en el corto plazo, en julio de 2009 el Gobierno aprobó un esquema de almacenamiento estratégico de carbón autóctono, en virtud del cual HUNOSA, empresa estatal de producción de carbón, empezó a realizar compras de carbón a las minas afectadas por esta situación. Este mecanismo fue prorrogado en el verano de 2010.

remuneración de actividades reguladas que será auditado por la CNE. Se obliga a las empresas titulares de las centrales de carbón autóctono a llevar en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a la generación de estas centrales en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro.

- El Real Decreto 134 reconocía un derecho de cobro en concepto de lucro cesante para las centrales de carbón importado desplazadas para «hacer sitio» al carbón nacional equivalente al valor de la energía desplazada por la diferencia entre el precio horario del mercado diario y un precio de referencia del combustible y del CO₂. Adicionalmente se reconocía el coste de la penalización por incumplimiento de contrato que pudieran experimentar los titulares de las centrales de carbón importado que tengan suscritos contratos a largo plazo de suministro de combustible como consecuencia de la reducción de actividad.
- El Real Decreto 134 también establecía una compensación a los ciclos combinados, igual al precio resultante del proceso de subasta restringida a centrales de esta tecnología que se celebrarían mensualmente con dos meses de antelación. En el precio de esta subasta los oferentes internalizarían todos los costes incurridos como consecuencia de la reducción de programa (lucro cesante, daños emergentes y penalizaciones por ejecución de cláusulas *take or pay* en los contratos de suministros de gas).
- No obstante, la principal modificación introducida por el Real Decreto 1221 fue la eliminación de estas compensaciones. En el mecanismo finalmente aprobado, las centrales desplazadas no reciben ningún pago por haber perdido el derecho a vender su producción. El Ministerio argumentó (y así consta en la exposición de motivos del segundo real decreto) que la eliminación de estas compensaciones fue una exigencia que la Comisión Europea formuló durante el proceso de notificación: «es necesario introducir mejoras en el mecanismo propuesto, debido, fundamentalmente a la incompatibilidad con el marco normativo comunitario de la compensación de las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa. Por ello, en este real decreto se eliminan aquellos aspectos del texto relativos a la compensación de las unidades retiradas, adaptando el resto de los preceptos a las nuevas condiciones.»

8.3. VALORACIÓN DE LA CNE Y LA CNC

La CNE se ha pronunciado sobre las dos propuestas que dieron lugar a los Reales Decretos 134 y 1221. En su primer informe, la CNE advierte de diversas implicaciones sobre el mercado mayorista:

- En el ámbito del MIBEL señala que el diseño del mecanismo puede propiciar comportamientos estratégicos de los agentes de un lado de la interconexión dado que el mecanismo es asimétrico y sólo afecta a los servicios de ajuste del sistema español.
- El modelo de funcionamiento actual del mercado se ve alterado significativamente, pudiendo provocar un impacto en el resultado de los distintos mercados y mecanismos de ajuste, con respecto a la situación actual.
- La medida supone que las centrales de carbón importado dejarán de ser despachadas, y también los ciclos combinados se verán afectados en mayor o menor medida en función de la evolución de la demanda.
- Fuerte afección en los mercados gasistas por la reducción de la demanda de gas destinada a los ciclos combinados.
- El cálculo de las compensaciones económicas (previstas en el Real Decreto 134) derivadas de la existencia de contratos *take or pay* puede ser inviable.
- Impacto en el mercado minorista por cuanto los compradores de energía en el mercado financiarán parte del coste de la medida.

La CNE propuso una serie de mejoras que incluían la reducción de las producciones previstas con carbón nacional, y estimó que el coste de la propuesta rondaría los 800 millones de euros anuales, incluyendo el sobrecoste de la producción con carbón autóctono y la compensación a las centrales desplazadas.

El informe incluía mecanismos alternativos, como otorgar una prima a las centrales que consuman carbón autóctono de forma que resulten competitivas (esquema similar al existente hasta 2006) o la instrumentación de un sistema retributivo complementario al precio de mercado a través de pagos de garantía de potencia.

En su segundo informe, de forma mucho más taxativa que en el informe anterior, la CNE considera inadecuado el procedimiento elegido para resolver el problema objeto de la propuesta y reitera la necesidad de revisar con urgencia el sistema de pagos por capacidad. Otros aspectos que señala el regulador energético son los siguientes:

- Introduce incentivos a los agentes que podrían afectar el precio del mercado diario.
- Supone la parada absoluta de las centrales de carbón importado.
- Introduce asimetría en el tratamiento de las restricciones técnicas y el nuevo mecanismo por cuanto el orden de mérito en el primer caso responde a criterios de mercado y en el segundo al nivel de emisiones.
- Desincentiva la eficiencia en la adquisición del carbón autóctono.

La CNC también se ha pronunciado sobre las dos propuestas de Real Decreto en sendos informes, con una valoración muy negativa de ambos.

En su primer informe, la CNC afirmaba que el mecanismo propuesto introduciría graves distorsiones en la toma de decisiones de los agentes económicos y en

los mecanismos de organización de los mercados eléctricos en España, de forma injustificada y desproporcionada al objetivo manifestado de garantizar el suministro de energía eléctrica.

En este informe la CNC resalta los efectos de la medida desde el punto de vista de defensa de la competencia, que se resumen en los siguientes:

- Distorsión de la formación de precios del mercado, puesto que la medida supone sustituir un carbón más barato (el importado) por otro más caro (el nacional).
- Distorsión de los costes del sistema, ya que se impide a las centrales a las que se reducirá el programa participar en los mercados intradiarios salvo para mantener sus mínimos técnicos. Esta medida impediría optimizar los costes de operación de estas centrales, dado que los costes medios son decrecientes.
- Distorsión de las señales de inversión e incentivación del comportamiento estratégico de los agentes, derivadas de la introducción de un mayor grado de incertidumbre regulatoria.

A juicio de la autoridad de competencia, la justificación de la medida (asegurar la garantía de suministro) no puede sostenerse en el actual contexto de crisis económica y su repercusión en la demanda eléctrica, especialmente considerando la sobrecapacidad del parque generador del sistema español. Considera que existen otras tecnologías capaces de proporcionar una producción gestionable. Concluye el informe de la CNC subrayando el daño desproporcionado que la medida inflige sobre la eficiencia de los mercados afectados y sobre el consumidor, así como la extralimitación que se realiza del artículo de la Ley del Sector Eléctrico que sirve de sustento a este desarrollo reglamentario.

En su segundo informe, ratifica plenamente las principales conclusiones del informe anterior: distorsión en el mercado de generación eléctrica, insuficiente justificación y posibilidad de que constituya una ayuda de Estado al carbón nacional. Las conclusiones son las siguientes:

- Las modificaciones incorporadas no sólo no solucionan, sino que agravan las fuertes distorsiones del mercado de generación eléctrica que conlleva la interferencia de la medida en los resultados de la casación en el mercado diario. Ello debido a la pérdida de eficiencia para el sistema en su conjunto, y al incentivo a compensar esas pérdidas de eficiencia con mayores precios en el mercado diario.
- La eliminación de las compensaciones por lucro cesante no evita un recargo en el coste del sistema para los consumidores.
- El resultado de la notificación a la Comisión Europea no altera el efecto negativo del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro sobre la eficiencia y competencia en los mercados.

8.4. CONCLUSIONES SOBRE EL APOYO AL CARBÓN NACIONAL

El trámite de la normativa de ayuda al carbón ha sido uno de los temas más controvertidos de la regulación eléctrica en 2009 y 2010. Se han mezclado consideraciones de tipo social y político con otras relacionadas con la seguridad de suministro y el funcionamiento del mercado eléctrico. La medida supone forzar un volumen de producción muy importante (que puede sobrepasar los 23 TWh/año, sobre una demanda total de aproximadamente 250 TWh/año) en un mercado ya muy tensionado por el crecimiento de la producción renovable, los contratos *take or pay* de gas, las insuficientes interconexiones con Francia, etc. Es evidente que, aunque el mecanismo establecido en los reales decretos trata de minimizar el impacto en el mercado, éste se va a producir, y va a ser muy significativo.

Las empresas afectadas han contestado estas propuestas, en los respectivos trámites de audiencia, tanto ante las autoridades españolas como las de la Unión Europea (que han debido aprobar las medidas propuestas, por tratarse de una ayuda de Estado) y ante los tribunales de justicia.

Se ha cuestionado el verdadero impacto de esta normativa en la seguridad de suministro, por cuanto asegura la viabilidad de una potencia importante de centrales térmicas, pero prácticamente condena al cierre a un volumen similar de centrales de carbón importado, más modernas y con atractivos contratos de importación de carbón, más competitivo y de menor impacto ambiental que el nacional.

Se ha dicho que promover el carbón nacional es contradictorio con los objetivos de renovables y de lucha contra el cambio climático.

Y se ha argumentado que esta medida tiene un carácter expropiatorio (se priva a una serie de centrales, principalmente de carbón importado) de vender su energía en el mercado, sin establecer ninguna compensación.

Y no se trata sólo de la opinión de las empresas afectadas: tanto la CNE como la CNC (especialmente esta última) han sido muy duras con las sucesivas propuestas, y han cuestionado todos los argumentos del Gobierno.

9. LOS DENOMINADOS *WINDFALL PROFITS*

Cuando el debate sobre el carbón nacional empezaba a amainar, ha vuelto a la actualidad eléctrica la discusión sobre los denominados *windfall profits* o beneficios caídos del cielo, un tema donde se mezclan regulación y competencia.

Durante 2010 se han leído en la prensa cosas como «El gran negocio privado con el agua de todos», con el que las eléctricas «ganan mil millones» (El País, 10 de septiembre de 2010), «La luz es 5.000 millones más cara – los beneficios hinchados de la energía nuclear e hidráulica, las primas a las renovables y las ayudas al carbón encarecen casi un 15 % la factura eléctrica» (El País, 6 de junio de 2010), que no son sino repeticiones de un «mantra» ya tradicional: «El regalo de 4.400 millones

que, según calcula la CNE, reciben la producción hidráulica y nuclear gracias a la actual regulación, preocupa al Gobierno» (*Cinco Días*, 28 de mayo de 2008).

Este debate bebe fundamentalmente de una fuente aparentemente sólida. El «Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008 – Precios y costes de la generación de electricidad», aprobado por la Comisión Nacional de Energía el 20 de mayo de 2008. Este informe ha sido citado posteriormente por periodistas y columnistas ocasionales, que se citan a su vez unos a otros, creando un aparente «clamor» sobre este asunto. Y lo más citado del documento es su cuantificación de los *windfall profits* o beneficios caídos del cielo de las centrales hidráulicas y nucleares en un rango entre 2.200 y 4.400 millones de euros anuales.³⁴ Para hacerse una idea de la enormidad de esta cifra, puede recordarse que el total de los ingresos (no del margen) de la hidráulica y nuclear en España en 2009 fue de 3.643 millones de euros, y el resultado después de impuestos de toda la generación de régimen ordinario en el mismo año no ha llegado a 2.600 millones de euros.

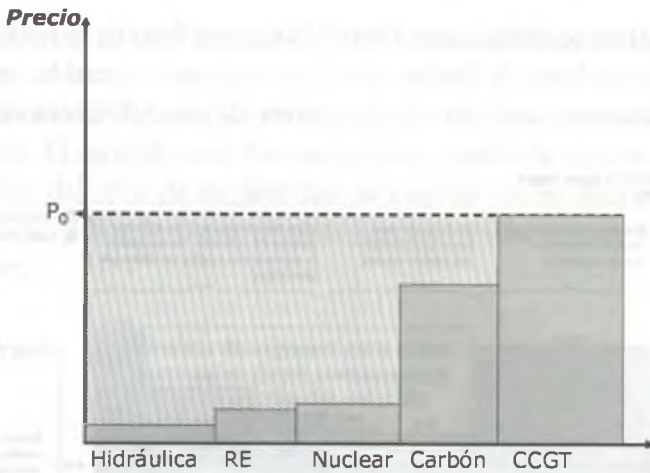
Pero ¿qué son los llamados *windfall profits*? A menudo bajo este término se mezclan dos conceptos diferentes (y la confusión quizá no es desinteresada).

9.1. LOS WINDFALL PROFITS Y EL MERCADO MARGINALISTA

Hay quien llama *windfall profits* al margen que en un mercado marginalista (valga la redundancia) obtienen las tecnologías de costes variables más bajos al recibir el mismo precio de mercado. En efecto, si representamos gráficamente los costes variables de las diferentes tecnologías de generación, obtenemos la gráfica siguiente. Existen centrales (los ejemplos más claros son las eólicas e hidráulicas) que tienen costes variables muy reducidos pero costes fijos importantes (curiosamente, suele meterse en este mismo grupo a las centrales nucleares, a pesar de que sus costes variables son bastante significativos, aunque no lleguen al nivel de las térmicas), mientras que otras centrales (las de carbón y, especialmente, los ciclos combinados), tienen costes fijos menores, pero costes variables comparativamente más altos.

Al existir un precio de mercado (el P_0 que aparece en la figura) al que venden todos los generadores (no olvidemos que todos los kWh son iguales, y son indistinguibles cuando son inyectados en la red), los de menores costes variables parecen obtener un mayor margen. Cualquier factor que incremente ese precio (por ejemplo, un aumento del precio del gas natural) incrementa el margen de estas centrales.

34. Esta cifra es el margen, obtenido como la diferencia entre ingresos de mercado y costes estimados. Cabe señalar que el precio de mercado que utiliza la CNE para hacer esta estimación está basado en el precio *forward* del tercer trimestre de 2008, que ha sido el segundo trimestre más caro de la historia del mercado español (con cotizaciones medias de 64 €/MWh, frente a los poco más de 45 €/MWh a los que cotiza ahora el año 2011, después de una subida en los últimos meses, tras haber vivido trimestres con precios por debajo de 40 €/MWh).



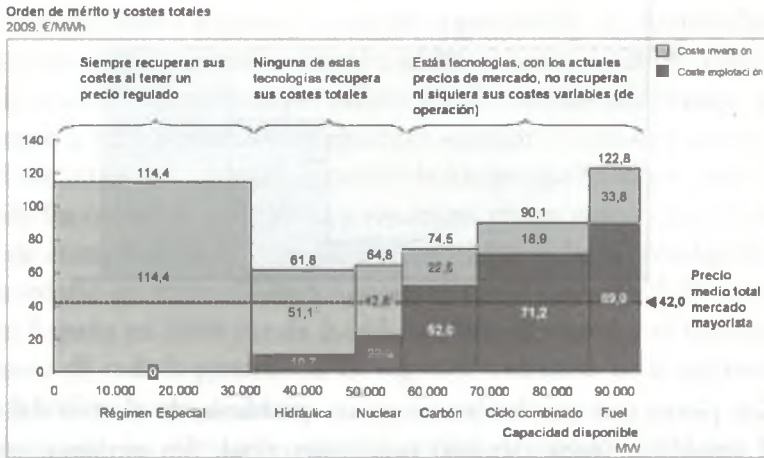
Hay quien piensa que este fenómeno es un «problema de diseño» del mercado eléctrico, el «maldito» (para algunos) precio marginal. Sin embargo, esa visión olvida dos elementos muy importantes:

1. **Todos los mercados son marginales.** Cualquiera que haya comprado o vendido una vivienda, sabe que el precio de mercado viene dado por la última compra-venta que se haya realizado. Nadie estaría dispuesto a vender el piso que heredó de su difunta abuela al precio que ella pagó hace sesenta años. Y probablemente nadie tiene esperanzas ahora de vender el piso que compró en la cumbre de la burbuja inmobiliaria al mismo precio que pagó en 2005.

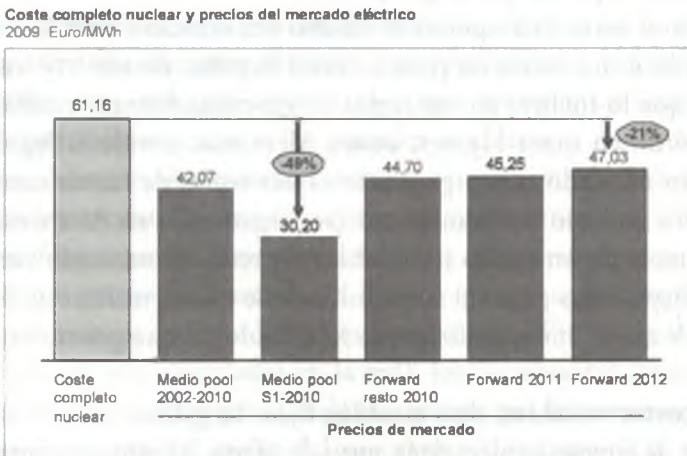
El marginalismo no es una opción de diseño del mercado eléctrico. Existe un precio de mercado único tanto en países, como España, donde hay un mercado *spot* organizado que lo incluye en sus reglas de funcionamiento, establecidas por la legislación, como en otros lugares, como Alemania, donde la legislación no introduce ningún mercado *spot* organizado ni sus reglas de funcionamiento (de hecho, hace pocos años no había mercado *spot* organizado en Alemania). Ello es consecuencia directa de un hecho indudable: el precio de mercado vendrá dado por lo que está dispuesto a pagar el consumidor que quiere utilizar un MWh más de electricidad. Y eso es independiente de la tecnología que genere ese MWh.

2. **No sólo hay costes variables, sino también fijos.** La gráfica que hemos presentado anteriormente, la famosa escalera de la curva de oferta, ha sido una forma posiblemente desafortunada de representar el mercado eléctrico. Si representamos los costes fijos (que principalmente se deben a la necesidad de amortizar las inversiones y retribuir los capitales invertidos), la «escalera» cambia sustancialmente. La realidad se parece más a la figura siguiente. Este «detalle» es frecuentemente ignorado. Se escucha con frecuencia que las centrales hidráulicas y nucleares ya están completamente amortizadas (por lo que no tendrían inversión que amortizar ni capitales que retribuir y,

por lo tanto, casi no tendrían costes fijos).³⁵ Nada más lejos de la realidad. Por ejemplo, las centrales nucleares de Endesa tienen un valor neto contable, según consta en los libros, debidamente auditados, de la empresa, de casi 3.000 millones de euros.



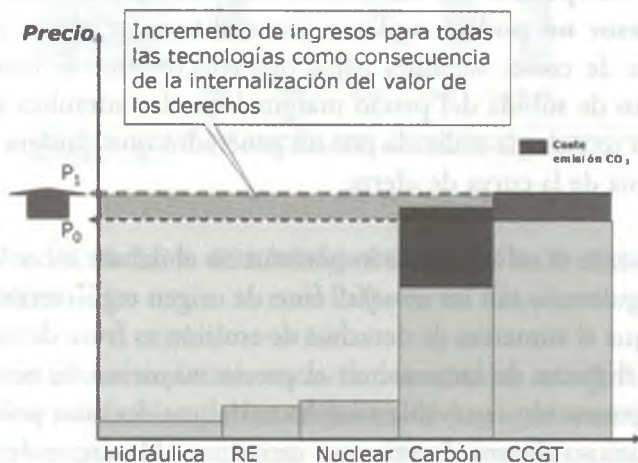
UNESA calcula los costes totales de las centrales nucleares españolas en 2009 en 61,16 €/MWh. La cifra de Endesa, basada en su información contable auditada, asciende a 59,55 €/MWh. Una parte apreciable de esos costes totales corresponde a la amortización y retribución de la inversión. La figura siguiente compara estos valores de costes con distintos valores de precio de mercado, y da una idea muy aproximada de cuáles son realmente los *windfall profits*.



35. Para enfatizar esto se ha llegado a decir que las centrales hidráulicas fueron construidas «en la época de Franco» o incluso se ha llegado a decir en el Congreso de los Diputados que durante la Dictadura de Primo de Rivera. La realidad es que el 55 % de la capacidad hidráulica española se ha construido después de 1970. La central de Villarino, la mayor de España, data de 1977, y está muy lejos de estar amortizada.

9.2. LOS *WINDFALL PROFITS* Y LAS DECISIONES REGULATORIAS

Sí tiene sentido hablar de *windfall profits* cuando éstos son el resultado de decisiones regulatorias. El ejemplo más frecuentemente citado de esto es el efecto de la «internalización» del valor de los derechos de emisión en las ofertas de los generadores al mercado, y por lo tanto en el precio mayorista, que se representa en la figura siguiente.



La introducción del comercio de derechos de emisión supuso que las centrales térmicas debieran contar con un nuevo *input* para su producción. El precio de los derechos se convirtió en algo tan relevante como el precio del combustible. Ante ese incremento de los costes marginales, el precio de mercado se incrementó, pasando, como muestra la figura, de P_0 a P_1 . Y eso supuso un incremento de márgenes para toda la generación que no emitía CO₂: hidráulica, nuclear y eólica. Curiosamente, al hablar de *windfall profits* siempre se menciona a las dos primeras tecnologías, pero no a la eólica.

Este efecto del comercio de derechos de emisión no es un «error de diseño», sino que es una consecuencia fundamental de su introducción, buscada por los diseñadores de este mecanismo. Se trataba de incrementar el precio de la electricidad para que éste recogiera el impacto ambiental, y para fomentar la eficiencia energética y la inversión en tecnologías no emisoras. No obstante, suelen cuestionarse dos elementos relacionados:

- **El hecho de que las centrales térmicas recibieran gratuitamente parte de los derechos que necesitaban.** Estas centrales seguían incorporando en sus ofertas el precio de los derechos de emisión, como predice la teoría económica, dado que esos derechos tienen un coste de oportunidad al poderse vender en el mercado. Sin embargo, sin entrar a discutir si tuvo o no sentido esta asignación gratuita de derechos a los generadores, hay que recordar que en España se introdujo un mecanismo de minoración que

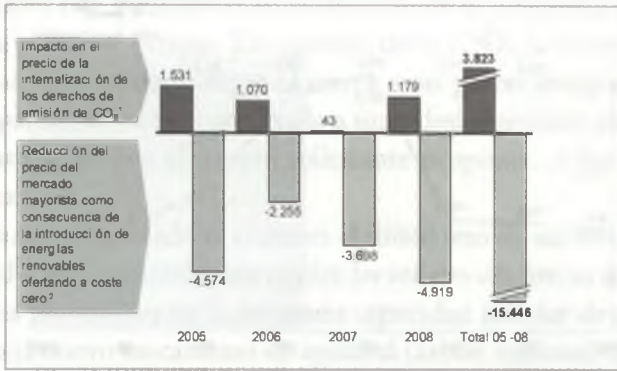
detrajo de los ingresos de todos los generadores el efecto de la subida de precios mayoristas derivada del CO₂ en los años 2006-2009; posteriormente esta medida fue sustituida por la contribución de los generadores a financiar el denominado «bono social» y otros compromisos con la Administración y, a partir de 2013, ya no habrá asignación gratuita. También merece la pena señalar que los generadores españoles han sido los que proporcionalmente han recibido menos derechos gratuitos de toda la Unión Europea.

- **El carácter «irrepetible» de los activos hidráulicos y nucleares, que un nuevo inversor no podría replicar.** Sin embargo, se olvida que existen otros activos de costes variables bajos (los eólicos) que se benefician del mismo efecto de subida del precio marginal que la hidráulica y nuclear y que serían la tecnología utilizada por un generador que quisiera situarse en la misma zona de la curva de oferta.

Pero probablemente el «olvido» más importante en el debate sobre los *windfall profits* de origen regulatorio son las *windfall losses* de origen regulatorio. En efecto, del mismo modo que el comercio de derechos de emisión es fruto de una decisión política que tiene el efecto de incrementar el precio mayorista, la entrada de un gran volumen de generación renovable es el fruto de una decisión política que se concreta en un generoso sistema de primas e incentivos. El parque de generación renovable existente es indudablemente superior al que existiría si no existieran esas primas e incentivos. Y este hecho tiene un efecto de reducción del precio mayorista, al aumentar el volumen de producción que se oferta a precios muy bajos o nulos.

Esta bajada de precios motiva unas *windfall losses* de origen regulatorio para la generación, que ha sido cuantificada por Deloitte por encargo de la Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA. La figura siguiente compara estas *windfall losses* con los *windfall profits* derivados del comercio de derechos de emisión (calculados de acuerdo con la metodología de los Reales Decretos Ley 3/2006 y 11/2007, que establecieron la detracción de estos ingresos a los generadores. Sin embargo, no ha habido reales decretos similares que compensen esas *windfall losses*.

Impacto de los supuestos "windfall profits" y "windfall losses" 2005-2008. Millones de Euros

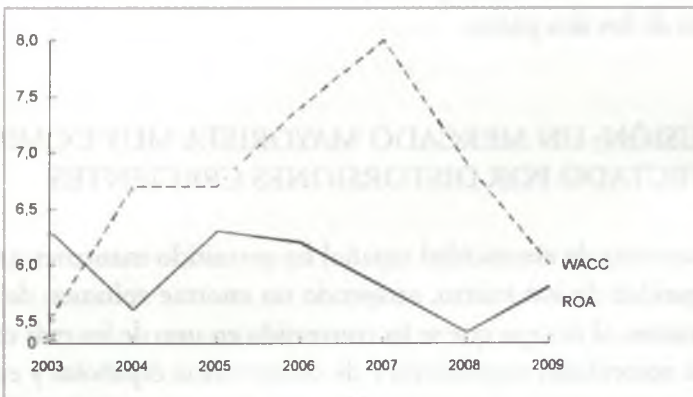


1 Datos 2006-2008: RDL 3/2006 y RDL 11/2007. El dato de 2005 es una estimación realizada con la misma metodología la utilizada para el periodo 2006-2008.
 2 Datos publicados por la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) y auditados por Deloitte.
 FUENTE: Elaboración propia

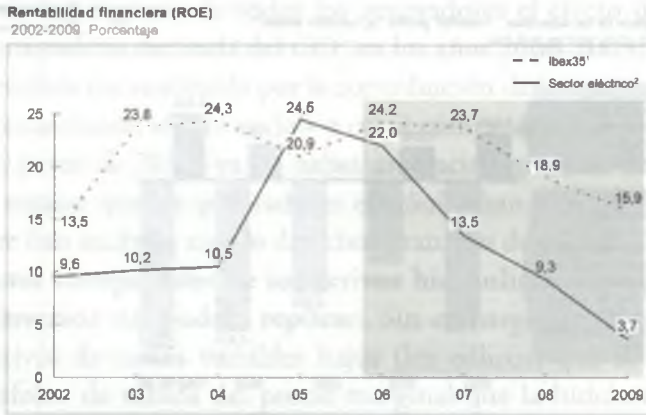
9.3. CONCLUSIÓN: LOS WINDFALL PROFITS Y LOS BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS

La prueba definitiva de la existencia de los temidos *windfall profits* serían unos beneficios extraordinarios de las empresas. Y hay que recordar que «beneficios extraordinarios» no es lo mismo que una «cifra de beneficios grande». Las eléctricas tienen beneficios aparentemente grandes porque sus inversiones y su facturación son muy importantes. Pero son las medidas de rentabilidad las que pueden indicar si esos beneficios son o no excesivos.

La primera de las figuras siguientes compara el ROA (rentabilidad sobre activos) con el WACC (coste del capital). La segunda compara el ROE (retorno sobre los capitales invertidos) de las empresas eléctricas con el del Ibex 35 (excluidas las empresas eléctricas y los bancos).



NOTA: El ROA se ha calculado como el cociente entre el beneficio neto después de impuestos y el activo total, ambas magnitudes referidas a día 31 de diciembre de las actividades de generación y comercialización.
 FUENTE: UNESA



1 La medida del IBEX35 no incluye a los bancos ni a las empresas eléctricas analizadas
2 Endesa, Iberdrola, Iberdrola Renovables, Unión Fenosa

Probablemente, el debate sobre los *windfall profits* tiene mucho recorrido por delante. Recientemente se ha combinado con la discusión sobre la extensión de vida de las centrales nucleares, que constituiría otro ejemplo de decisión regulatoria que arroja unos «beneficios caídos del cielo» a los titulares de unas instalaciones que se encuentran, de pronto, con diez o veinte años más de vida. Se habla mucho de la solución alemana, en la que se propone imponer unos pagos a las centrales generadoras alemanas a cambio de una extensión de vida de los reactores próximos a cerrar, a modo de adelanto a cuenta de los beneficios futuros.

Una discusión de este asunto escapa a los objetivos de este capítulo. No obstante, no terminaremos sin recordar tres diferencias muy importantes entre el caso alemán y el español: la significativa diferencia que existe entre los precios mayoristas de un país y otro, la cercanía de las centrales nucleares alemanas a su cierre (no es lo mismo «adelantar» unos beneficios futuros desde 2013 o 2014 hasta 2011, que hacerlo desde 2022 o 2024), y la enorme diferencia entre el nivel de estabilidad regulatoria de los dos países.

10. CONCLUSIÓN: UN MERCADO MAYORISTA MUY COMPETITIVO, PERO AFECTADO POR DISTORSIONES CRECIENTES

El mercado mayorista de electricidad español ha permitido mantener un nivel muy elevado de seguridad de suministro, atrayendo un enorme volumen de inversión y de nuevos entrantes, al tiempo que se ha convertido en uno de los más competitivos de Europa. Las autoridades regulatorias y de competencia españolas y europeas dan fe de ello: todos los índices de competencia que éstas calculan han evolucionado favorablemente de forma muy notable, y no ha habido ninguna actuación sobre comportamientos anticompetitivos en los mercados mayoristas, con la única excepción del mercado de restricciones técnicas. Y no podemos olvidar la minúscula relevancia de éste en comparación con el resto de la actividad eléctrica.

El mensaje más importante que nos dan la CNE y la CNC sobre el grado de competencia en este mercado es su evaluación de la propuesta de concentración de Gas Natural y Unión Fenosa. En opinión de la CNE, la fusión de estas dos grandes empresas, que ha dado lugar al tercer gran grupo integrado de energía en el mercado español, debía ser supeditada a unas desinversiones mínimas, de sólo 400 MW, menos que lo que el propio solicitante proponía. ¿Qué mejor indicador de competencia?

No obstante, el mercado se enfrenta al difícil reto de acomodar un enorme volumen de producción renovable sin perder las señales del precio mayorista y sin poner en peligro las inversiones en la necesaria capacidad térmica de respaldo. Y a distorsiones como el nuevo mecanismo de ayuda al carbón nacional, que va a suponer que otro volumen de energía muy importante quede excluida del mercado.

Se necesita un debate regulatorio amplio y sereno para introducir las mejoras necesarias para que el mercado siga funcionando hasta más allá de 2020. Probablemente no serán necesarios cambios revolucionarios, pero sí ajustes decididos. Y no resulta de mucha ayuda una controversia artificial sobre unos supuestos *windfall profits*.

Empiezan a ser frecuentes en los últimos años intervenciones regulatorias en el mercado que responden a la necesidad acuciante, por parte de la Administración, de atajar el desbocado déficit tarifario del sector eléctrico y que relegan a un plano secundario la minimización de las distorsiones en el mercado y el mantenimiento de un entorno regulatorio que favorezca la competencia.

de la producción renovable como mecanismo adicional de mercado desde una perspectiva económicamente positiva, con posibilidad del acceso de algunos sectores de actividad económica a un recurso tan necesario como el suministro eléctrico del primer mundo.

Del mismo modo, está necesario intervenir, al menos en forma puntual, en el ámbito de los costes asociados al acceso renovable que puede obtener desde un suministro de producción por parte de las diversas empresas que operan en el relativo mercado europeo, con el fin de evitar distorsiones en el comercio energético que dificulten el cumplimiento de la normativa europea de libre comercio energético, que el cumplimiento de la legislación europea de libre comercio energético, que el cumplimiento de la legislación europea de libre comercio energético.

Por último, desde una perspectiva metodológica, se debe acentuar el rol de la Administración y la Agente de Gestión de Recursos del Mercado, en primer lugar, en una parte, una primera definición de reglas de acceso a segunda el mercado y, en segundo lugar, las diferentes medidas de la normativa europea y qué medidas de regulación impone la legislación europea sobre los recursos (1) de generación, existiendo desde el punto de vista de la Comisión de los países que forman parte del grupo del abastecimiento de recursos a largo plazo de energía eléctrica.

1. En relación con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1227/2003, el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1227/2003.

