

UNA PANORÁMICA SOBRE LA ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA: RESULTADOS Y RETOS

LAURA FERNÁNDEZ-VILLADANGOS

SUMARIO: I. INTRODUCCIÓN.— II. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR: ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO.— III. LOS ANTECEDENTES: EL INTENTO DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO.— IV. EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SECTORIAL Y COMPETITIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO: 1. La estructura y funcionamiento del mercado de generación. 2. La actividad de generación y su nivel de concentración horizontal. 3. La actividad de generación y la evolución de la integración vertical. 4. La estructura empresarial según el mix de generación. 5. La medición del poder de mercado en la actividad de generación: Los índices de pivotalidad. 6. Elementos que distorsionan la competencia en el mercado de generación.— V. CAMBIOS REGULATORIOS RECIENTES.— VI. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS.

RESUMEN: El sector eléctrico en España se ha sometido durante más de una década a un profundo proceso de reestructuración. El objetivo ha sido la introducción efectiva de competencia en aquellas actividades en las que era técnica y económicamente factible, como la generación. Sin embargo los resultados actuales de este proceso revelan que el grado de concentración en el sector es todavía muy elevado y que algunas reformas son aún posibles y necesarias.

Palabras clave: regulación; liberalización; competencia; Sector Eléctrico.

ABSTRACT: The Spanish electricity sector has experienced a deep restructuring process during more than a decade. The aim has been the actual introduction of competition in those activities in which that was both technically and economically possible, like the generation are. However, the results from the liberalization process reveal notably that the degree of concentration in the sector is still high but some reforms are indeed possible and needed.

Key words: regulation; liberalization; competition, Electricity Sector.

I. INTRODUCCIÓN

A la hora de abordar la estructura de mercado del sector eléctrico, independientemente de su ubicación geográfica, debemos tener en cuenta que se trata de un sector muy complejo que comprende diversas subactividades.

La complejidad del sector se ve agudizada por el hecho de que su estructura de mercado más habitual es la oligopolística, lo cual supone contar con pocas empresas que operan conjuntamente en el mercado. El oligopolio puede suscitar algunos temores por posibles conductas anti-competitivas, razón por la cual la actividad de regulación tiene y tendrá un papel central en el sector.

Además, en el caso particular del mercado eléctrico español no podemos pronunciarnos totalmente sobre los resultados que se han alcanzado a la fecha en términos de competencia. Esto se debe, por un lado, a los recientes estímulos regulatorios de los años 2006 y 2007, así como por las últimas operaciones corporativas que han rodeado la toma de control de Endesa, uno de los principales operadores en el mercado, y que parece que finalmente acabará en manos de la italiana ENEL.

En cualquier caso no debemos olvidar que se trata de un mercado dinámico que adolece todavía de problemas estructurales importantes.

En esta revisión del estado de la cuestión de la competencia en el sector eléctrico en España empezaremos considerando brevemente cuáles son las principales características de este sector, a nivel organizativo y de funcionamiento. A continuación revisaremos los antecedentes que nos han llevado a la actual situación, es decir a la estructura del sector antes y después del proceso de liberalización. En la siguiente sección consideraremos con más detalle la estructura y el grado de competencia conseguido en la actividad de generación. Hemos escogido esta subactividad puesto que es una de las dos actividades, junto con la comercialización, en las que se ha intentado introducir competencia con mayor intensidad a lo largo del proceso de reestructuración del sector. Además se trata de una actividad en la que se mantienen todavía operativas empresas que vienen actuando en el mercado desde antes de que la liberalización del sector diera comienzo. Por último no debemos olvidar que se trata de una actividad con un volumen de negocio muy importante. En las dos secciones

finales del trabajo abordaremos brevemente los cambios regulatorios más recientes, y concluiremos señalando algunos retos y perspectivas de futuro.

II. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR: ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO

El sector eléctrico en España comprende en la actualidad cuatro sub-actividades distintas: Generación, Transporte, Distribución y Comercialización.

En la actividad de generación se lleva a cabo la producción de energía eléctrica. En particular podemos considerar tres vías por las cuales se produce la oferta de este suministro energético.

En primer lugar contamos con las sociedades generadoras que producen electricidad mediante la explotación de distintas tecnologías (térmica, nuclear, hidráulica o ciclos combinados). En segundo lugar cabe considerar el régimen especial, es decir toda aquella actividad de generación que utiliza energías renovables, residuos y cogeneración para producir electricidad. Por último, no debemos olvidar los intercambios internacionales, es decir la posibilidad de incorporar a nuestro sistema flujos de energía provenientes de otros mercados mediante interconexiones eléctricas. En el caso de España, estas interconexiones proceden de Francia y Portugal, aunque su importancia es meramente residual, hecho que convierte al mercado Español en una isla energética.

El segundo eslabón en la estructura del sector es el conformado por la actividad de transporte. En esta actividad se vehicula la energía producida a través de una infraestructura de redes de alta tensión eléctrica. En esta actividad es clave el papel de Red Eléctrica de España (REE) que se erige en la figura del Operador del Sistema, es decir, que esta sociedad vela por el correcto funcionamiento técnico de las redes de transporte. Además de REE, hay otras empresas que se dedican también a la actividad de transporte.

En tercer y cuarto lugar debemos considerar la actividad de distribución y comercialización. En ambas, se trata de suministrar a los clientes finales la energía eléctrica a un voltaje mucho más bajo que el utilizado en la actividad de transporte. La diferencia entre las sociedades

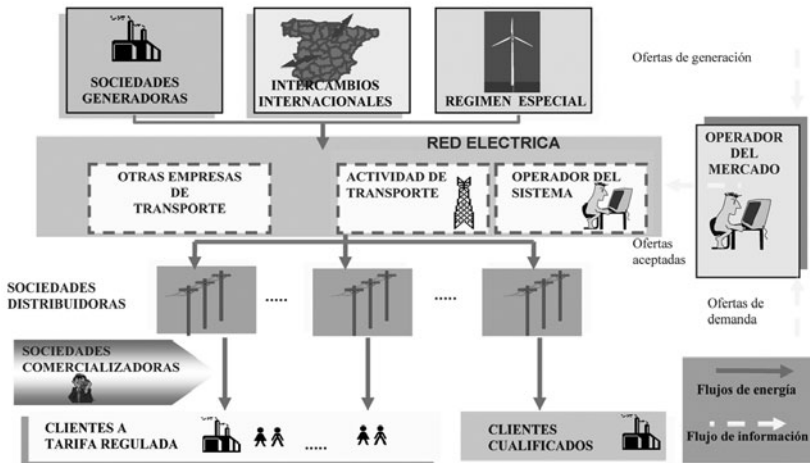
distribuidoras y las comercializadoras estriba en que las primeras son propietarias de la infraestructura de distribución, mientras que las segundas realizan el suministro sin ser propietarias de la red.

Por último, señalar que obviamente debemos contar con los clientes finales en un extremo de la cadena de valor. Estos clientes pueden consumir electricidad mediante una tarifa regulada administrativamente por el Ministerio de Industria a instancias de los informes del regulador de sector, la Comisión Nacional de la Energía (CNE), o bien ser clientes cualificados, es decir que consumen electricidad en el mercado libre sin necesidad de estar supeditados a una tarifa regulada.

En el contexto de las transacciones de energía en el mercado, cabe reseñar que existe un mercado diario mayorista de electricidad, en el cual el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) vela por el correcto funcionamiento de las transacciones de compra y venta de energía.

En la figura 1, a continuación, se presenta un esquema sintético del funcionamiento y estructura genérica del sector que acabamos de describir.

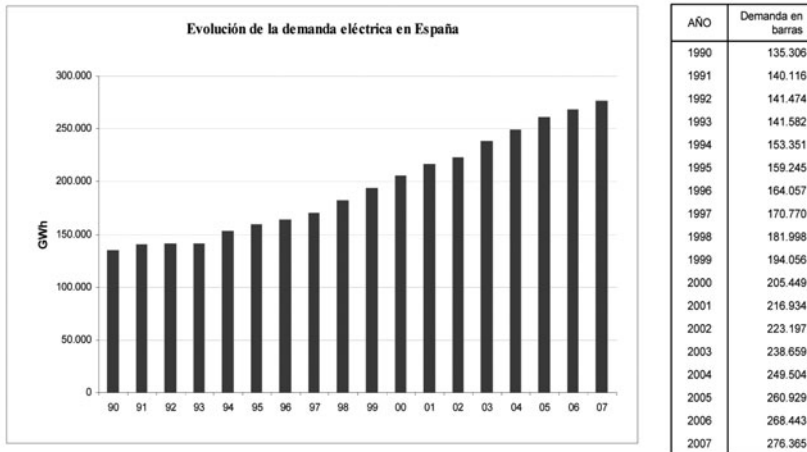
Figura 1
Características del sector: estructura de funcionamiento



Fuente: Solé, C (2008): *El mercado mayorista de electricidad en España Funcionamiento actual. Reformas previstas: El Mercado Ibérico de Electricidad*, CNE.

En la estructura de funcionamiento descrita es importante considerar la evolución que ha registrado la demanda eléctrica en los últimos años. En particular, si nos remontamos a principios de la de la década de los noventa, como se muestra en la figura 2, constataremos que desde entonces esta demanda no ha hecho más que crecer de forma sostenida a lo largo de los años. Razón por la cual es sensato plantear que uno de los retos de futuro más importantes del sector eléctrico es hacer frente a este incremento creciente de la demanda. Este hecho no puede menos que suscitar preocupación desde el punto de vista de la garantía del suministro.

Figura 2
Características del sector: evolución de la demanda



III. LOS ANTECEDENTES: EL INTENTO DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO

A la hora de explicar la evolución en el proceso de reestructuración del sector tomaremos el año 1997 como el umbral temporal a partir del cual se registra un impulso definitivo en la liberalización eléctrica en España.

Con anterioridad a esa fecha el sector contaba únicamente con empresas verticalmente integradas que desarrollaban el conjunto de subactivi-

dades que en ese momento tenían vigencia: la generación, el transporte y la distribución (1).

El instrumento regulatorio que garantizó durante una década el funcionamiento y viabilidad del sistema era el conocido como Marco Legal Estable (MLE), fruto del Real Decreto 1538/1987.

El MLE pretendía garantizar la estabilidad financiera y la sostenibilidad del sector y sus agentes, así como proporcionar certeza regulatoria, todo ello mediante el desarrollo de tarifas sostenibles en el tiempo que permitiesen la realización de inversiones planificadas, así como la explotación unificada de los medios de producción y transporte.

Asimismo, el MLE procuraba ofrecer incentivos a la reducción de costes de forma que toda medida que situase los costes reales de un operador por debajo de unos costes estándares reconocidos en ese momento por el sistema supondría el aumento de los beneficios de dicho operador.

Sin embargo, como en ese contexto no existía de facto competencia, dichas reducciones de costes no se trasladaron, ni siquiera en parte, a los consumidores finales.

La Administración Pública era en este contexto el planificador del sector, en la medida en que se encargaba de planificar la instalación de nueva capacidad de generación, así como de construir nuevas infraestructuras de red.

En el mercado de generación las instalaciones se retribuían, bajo el MLE, en función de sus costes estándares reconocidos. La medida de los costes se utilizaba para determinar la tarifa eléctrica. Los ingresos que se obtenían de la tarifa eran redistribuidos entre las empresas del sector para asegurar que cada una de ellas recuperaba sus costes estándares de generación.

En todo caso, y a pesar de que el MLE supuso la creación de un mecanismo transparente y automático de fijación de la tarifa, éste no reflejaba sin embargo los costes realmente incurridos por las empresas de generación en el ejercicio de su actividad.

(2) Cabe notar que la actividad de comercialización surge con posterioridad con el objetivo de introducir competencia en el suministro de electricidad a los clientes finales.

El primer intento fallido de liberalización: La LOSEN

En 1994 se puso en marcha un primer paquete de medidas aglutinado bajo la denominación de Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) con el objetivo de introducir competencia sin alejarse de las directrices europeas y de los procesos abiertos en otros países, haciendo al sistema capaz de garantizar un suministro con una calidad adecuada y a un coste mínimo.

Para conseguir dichos objetivos se estableció un mercado de generación en competencia, a la vez que se creó la actividad de comercialización y, en consecuencia, fue necesario definir los derechos de acceso a las redes de transporte y distribución en condiciones transparentes y no discriminatorias.

Los problemas derivados de la puesta en marcha de la LOSEN se tradujeron en la coexistencia de dos sistemas: uno verticalmente integrado y regulado y otro verticalmente separado y liberalizado. Los problemas de funcionamiento planteados por esta dualidad llevaron al fin de la vigencia del MLE en el año 1997.

El impulso definitivo: La Ley del Sector Eléctrico

En 1997 se redactó el instrumento legal que ha dado pie a la reestructuración definitiva del sector eléctrico en España. La Ley del Sector Eléctrico (LSE) que entró en vigor en enero de 1998.

Esta nueva ley se fundamentó en las siguientes medidas:

En primer lugar se llevó a cabo una separación vertical clara de las actividades que no comprometiera el funcionamiento del sistema como la ley que le había precedido. Asimismo se definió un mercado de generación en competencia y la libre instalación de generadores. De forma que las instalaciones pasaron a retribuirse según el precio marginal del sistema a través de un mercado mayorista. La creación de dicho mercado supuso la aparición de OMEL, como garante del correcto funcionamiento del mismo.

Por otro lado la planificación de las inversiones quedó completamente en manos del sector privado, mientras que las actividades de distribución y transporte se mantuvieron reguladas dadas sus características de mono-

polio natural. Es decir, y como sabemos según la teoría económica, la existencia de actividades con una infraestructura de red que representa elevados costes fijos, hace más eficiente su provisión por parte de una única empresa que por más de una con la consiguiente duplicación de costes.

Además, bajo la LSE, se crea en el mercado minorista la figura del comercializador así como un calendario de elegibilidad, aunque en todo caso se mantiene una tarifa regulada en el mercado de suministro (2).

Por último, la LSE liberaliza el acceso a las redes de transporte y distribución en condiciones transparentes y no discriminatorias.

En este contexto la obtención del suministro de combustibles en condiciones competitivas y la capacidad de cada agente para reducir costes resultan clave para conseguir una mayor rentabilidad en la actividad de generación.

Dado este avance importante en la reestructuración del sector, cabe preguntarse los factores que hicieron posible este paso adelante.

Entre ellos destacan las mejoras tecnológicas producidas en las redes de distribución y transporte que hacen posible la competencia entre generadores separados geográficamente. Además cabe considerar la aparición de tecnologías nuevas de generación, como los ciclos combinados, que gozan de un mayor grado de flexibilidad con respecto a otras, así como unos menores costes variables de funcionamiento.

No hay que olvidar tampoco que, al menos hasta el año 2005, existió una relativa estabilidad en los precios de los combustibles, lo cual fue a favor de la rentabilidad de la actividad de generación.

Por último un panorama nacional e internacional con reducciones sostenidas en los tipos de interés facilitó el desarrollo de las inversiones necesarias para garantizar el suministro.

En cualquier caso, y a pesar de que ha transcurrido ya más de una década desde que se puso en marcha el impulso definitivo a la liberalización eléctrica en España no podemos dar por concluido dicho proceso y consideramos que existen todavía numerosos problemas estructurales que dificultan el funcionamiento eficiente de los mercados y justifican su reforma.

(2) Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores eléctricos en España son elegibles, es decir, tienen total libertad para elegir a su suministrador de electricidad.

A partir de aquí, nos centraremos en la configuración de la actual estructura de mercado y su evolución en el caso particular de la generación eléctrica.

IV. EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA SECTORIAL Y COMPETITIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

La actual estructura del sector es fruto de los procesos de privatización y concentración que se remontan en el tiempo con anterioridad a la fecha de liberalización del sector en 1997. En particular durante la década de 1990 se culminó la privatización de Endesa, que a su vez, absorbió a otras empresas como Viesgo y GESA. Por su parte Iberdrola fue el resultado de la operación de fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica.

Dados los movimientos corporativos y de privatización en el mercado el impulso definitivo a la liberalización dio comienzo en el momento de máxima concentración del sector.

En todo caso, y a pesar de algunas operaciones de venta y a la entrada de nuevos operadores en el mercado, la concentración del sector sigue siendo de un grado considerable, pese a que no debemos olvidar que estamos ante un sector muy dinámico desde el punto de vista de las operaciones de control corporativo, concentraciones y privatización.

A modo ilustrativo en el cuadro 1 ofrece información sobre las principales operaciones de control corporativo en los últimos años.

Cuadro 1
Principales operaciones de control corporativo en los últimos años

Fecha anuncio	Empresas implicadas	Modalidad	Desenlace
Octubre 1996	Endesa/FECSA, Sevillana	OPA	Aceptación
Julio 1997	Endesa/Enersis (Chile)	OPA	Aceptación en mayo de 1999
Junio 1998	Endesa	Oferta Pública de Venta	Última fase de privatización de Endesa
Marzo 2000	Unión Fenosa/ Hidrocarbónico	OPA	Veto del Gobierno español
Septiembre 2000	Ferroatlántica-EnBW/ Hidrocarbónico	OPA	Aceptada con veto a los derechos políticos

Septiembre 2000	Endesa/Iberdrola	Fusión	Veto del Gobierno Español
Agosto 2001	ENEL/Viesgo	Adquisición	Venta de Endesa
Marzo 2003	Gas Natural/Iberdrola	OPA	Veto de la CNE
Julio 2004	EDP/Hidrocarbónico	Adquisición	Venta de EnBW y Cajastur
Septiembre 2005	Gas Natural/Endesa	OPA	Aceptación del Gobierno sujeta a condiciones
Septiembre 2005	ACS/Unión Fenosa	Adquisición	Venta de Santander
Febrero 2006	E.On/Endesa	OPA hostil	Aprobada por la CE

Fuente: TRILLAS, F. (2007): «El control corporativo en la regulación energética», en *Energía y Regulación*, GARCÍA DELGADO y JIMÉNEZ, JC Eds. CNE, Madrid.

1. La estructura y funcionamiento del mercado de generación

El mercado de generación en España tiene una estructura dual tejida en base a un mercado organizado o pool de electricidad y a los contratos bilaterales físicos.

El pool de electricidad es un mercado mayorista que comprende un mercado diario regido por un sistema de subasta diaria y horaria del tipo *day-ahead*. Asimismo existe un mercado intradiario y de resolución de restricciones técnicas y servicios complementarios y gestión de desvíos cuya misión es resolver cualquier desviación o desequilibrio entre oferta y demanda en el mercado diario.

OMEL es el encargado de velar por el correcto funcionamiento de estos mercados y garantizar su buena gestión y eficiencia.

Por su parte, los contratos bilaterales se instrumentan en base a un mercado donde las transacciones de energía se negocian a plazo y pretenden reducir el grado de incertidumbre que suscitan los intercambios diarios de energía.

En la práctica el sistema se ha comportado como si el mercado diario de OMEL fuera un mercado obligatorio, cuando en realidad es voluntario, puesto que canaliza la compra-venta del 85% de la energía eléctrica.

Sin embargo, la mayor parte de la experiencia internacional revela que el mercado diario sólo negocia una fracción reducida de la energía, mientras que la mayor parte de la negociación se realiza en los merca-

dos a plazo. (4) Podríamos llegar a decir que este comportamiento del mercado español ha favorecido su grado de concentración.

2. La actividad de generación y su nivel de concentración horizontal

Si atendemos a los datos mostrados en el cuadro 2 vemos que los dos operadores dominantes del sector, Iberdrola y Endesa, aglutinan conjuntamente un 54% de cuota de mercado en generación. Además en el conjunto del sector estos dos operadores dominantes alcanzan una cuota de mercado del 80%. Por su parte, la anunciada operación de concentración entre Unión Fenosa y Gas Natural dejaría al tercer operador con un 12% de cuota de mercado en generación. El resto de operadores tienen una importancia marginal en términos de cuotas de mercado de generación.

A la vista de estos datos podemos concluir que el mercado de generación tiene una estructura altamente concentrada que puede favorecer el desarrollo de conductas anticompetitivas en este segmento del mercado.

Cuadro 2
Potencia instalada por grupo empresarial en el 2006

Operador	Potencia neta total instalada	Porcentaje
Iberdrola Generación S.A.	23.517	30
Endesa Generación S.A.	18.907	24
Unión Fenosa Generación S.A.	6.351	8
Gas Natural SDG, S.A.	3.391	4
Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.	2.428	n.A
Enel Viesgo Generación S.L.	2.259	n.a.
Resto	20.683	27
Total	77.537	100

Fuente: Agosti, L.; J.A. Padilla y A. Requejo (2007) «El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados» *Economía Industrial*, 364, 21-37

(3) Por ejemplo el APX en Holanda negocia entre un 10% y un 15% del total de la energía eléctrica del país. Por su parte, el EEX en Alemania negocia algo menos del 15% del total de la energía eléctrica alemana. PÉREZ ARRIAGA (2005).

Más allá de las cuotas de mercado si atendemos a la evolución del índice de concentración de Herfindahl y Hirshman en los últimos años veremos que mientras que el valor de este índice en 2003 era de 2.817, en 2006 alcanzaba un valor de 2.253. Pese a la disminución que ha experimentado este índice, propiciada por la entrada de nuevos operadores en el mercado, como Gas Natural, sus cifras siguen siendo todavía preocupantemente elevadas. La situación preocupa todavía más si tenemos en cuenta que el cálculo del Índice de Herfindahl y Hirshman nos ofrece la visión más optimista del grado de concentración del mercado. En realidad, si calculáramos los índices de concentración para los dos o tres primeros operadores, el panorama sería aún más desalentador.

Por último, cabe decir que además de concentrado, el mercado español de generación está limitado por tener una escasa capacidad de interconexión que no llega al 5%, y que está por debajo del 10% recomendado por la Unión Europea, lo que como ya se ha señalado en este documento confiere a España el calificativo de isla energética (4).

3. La actividad de generación y la evolución de la integración vertical (5)

En primer lugar es importante señalar que las empresas que han entrado recientemente en el mercado de generación no tienen presencia en el segmento de la distribución. Esto es muy relevante porque a la hora de fijar precios, la empresa de generación depende de la posición del grupo empresarial al que pertenece como comprador o vendedor neto de electricidad en el mercado.

En particular, si el grupo tiene una posición vendedora neta gozará de incentivos para aumentar los precios marginales en el mercado de generación, mientras que los grupos con una posición compradora neta tendrán incentivos a fijar precios lo más bajos posibles.

Si observamos los casos concretos que afectan a los principales operadores de la generación en España vemos que Iberdrola tiene una posición neta más bien neutra, mientras que Endesa y Unión Fenosa mantie-

(4) AGOSTI et al (2007).

(5) AGOSTI et al (2007).

nen una operación neta compradora. Por su parte, Gas Natural y Enel Viesgo tienen una posición neta vendedora.

En segundo lugar, los operadores verticalmente integrados gozan de una cobertura natural contra el riesgo de las fluctuaciones del precio de los combustibles de generación que no está al alcance de los operadores no integrados.

En este sentido, cabe remarcar que Endesa e Iberdrola se encuentran verticalmente integrados y poseen cuotas de mercado muy similares en generación distribución y suministro. Por su parte, Gas Natural está presente en generación y suministro libre.

4. La estructura empresarial según el mix de generación

El término mix responde al conjunto de tecnologías de generación que posee cada empresa, así como el sistema en su conjunto para producir electricidad.

Las tecnologías se distinguen entre sí por su coste variable y su flexibilidad.

En concreto, las tecnologías más caras, y también las más flexibles, se encuentran en las centrales de fuel-gas. Este tipo de centrales operan solamente unas cuantas horas al año para salvar puntas de demanda del sistema, por ejemplo en los días más fríos de invierno o en los más calurosos de verano.

Las tecnologías más baratas, aunque gocen de una muy baja flexibilidad, son básicamente las centrales nucleares, que deben operar de forma regular durante la mayor parte del año para no disparar los costes que supondrían su arranque y parada continuos.

Por su parte, la tecnología hidráulica tiene un coste de operación muy bajo y una gran flexibilidad, pero está sujeta a la disponibilidad de agua en cada momento.

Por último los ciclos combinados de gas y carbón tienen costes de operación intermedios y una flexibilidad relativamente elevada.

En la figura 3 se muestra la estructura de la potencia total instalada en generación en España por tipos de tecnología. De esta figura llama la

atención la destacadísima presencia de las tecnologías de generación a partir de ciclos combinados, hecho que se explica por los avances técnicos recientes en este tipo de generación y la entrada en el mercado de nuevos operadores. De hecho este tipo de tecnología es una de las más eficientes, con menor impacto ambiental y de mayor flexibilidad.

Figura 3
Potencia total instalada en diciembre de 2007:

90.347 MW = 66.401 MW_{Régimen Ordinario} + 23.946 MW_{Régimen Especial}



Fuente: El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe 2007. REE
Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial 2007. CNE.

Por otro lado, cabe destacar que los operadores ya presentes en el mercado con anterioridad a la liberalización del sector contaban con un mix tecnológico muy diversificado.

En concreto Endesa e Iberdrola contaban con tecnologías muy diversificadas, pero asimétricas. Endesa cuenta con una mayor proporción de generación de carbón, mientras que Iberdrola posee un porcentaje más elevado de generación hidráulica o ciclos combinados. Esta asimetría tecnológica entre los dos principales operadores en el mercado ha dado lugar a episodios anticompetitivos en el mercado mayorista y a guerras de precios entre ambos operadores.

Por su parte, Unión Fenosa tiene una menor diversificación tecnológica, concentrada en centrales de carbón y ciclos combinados. Mientras, Hidrocantábrico cuenta básicamente con centrales de carbón.

A su vez, Enel Viesgo posee básicamente centrales de carbón y fuel gas. Finalmente Gas Natural basa su mix de generación en los ciclos combinados.

Si atendemos ahora a la situación que se produce con el régimen especial es importante considerar, en primer lugar, el espectacular aumento que ha registrado su capacidad instalada en poco menos de una década, pasando de 6.000 MW en 1998 a 23.000 MW en 2007.

Las causas que explican este incremento pasan por la reducción de los costes de operación de estas tecnologías, principalmente en el ámbito de la generación eólica, así como por las políticas de fomento de las energías renovables para reducir la elevada y creciente dependencia energética de España, además de cumplir los objetivos de protocolos medioambientales como el de Kyoto.

De hecho existe un rasgo significativo que diferencia el régimen especial del régimen ordinario y es que, por sus características técnicas, las tecnologías utilizadas por el régimen especial no proporcionan poder de mercado a quienes las poseen.

Asimismo, y a diferencia del régimen ordinario, la estructura de propiedad horizontal en el régimen especial está fuertemente fragmentada, ya que el operador dominante en este caso, Iberdrola, cuenta con un 17% de la cuota de mercado, le sigue Endesa con un 11%, Gas Natural, con un 3% y Unión Fenosa con un 2%. El 66% restante está en manos de una multitud de empresas todas ellas con cuotas cercanas al 1% (AGOSTI, et al, 2007).

5. La medición del poder de mercado en la actividad de generación: Los índices de pivotalidad

Decimos que un operador es pivotal cuando se enfrenta a una demanda residual positiva, es decir, cuando la diferencia entre la demanda total del sistema y la capacidad de sus competidores es positiva. De esta forma, el operador pivotal tiene capacidad para ejercer poder de mercado.

Sin embargo, cuando el margen de reserva del sistema es elevado, es decir cuando la diferencia entre la capacidad total del sistema y la demanda del mismo es alta, ningún operador es pivotal y el mercado tiende a comportarse de forma competitiva.

La pivotalidad de cada operador puede medirse según el Índice de Oferta Residual o RSI, según sus siglas en inglés (Residual Supply Index) que definimos según:

$$RSI_i = \frac{(Capacidad\ total - Capacidad\ generadora_i)}{Demanda\ total} \times 100 \quad (4.5.1)$$

El cálculo de este índice revela que Endesa e Iberdrola han gozado de pivotalidad durante más del 5% de las horas de cada año en el período 2003-2005.

Fruto de este resultado podemos concluir que se ha producido una falta de competencia en el mercado que ha llevado a una desconfianza en el valor informativo de las señales de precios que emite el mercado de generación.

Estas señales no se han empleado en la elaboración de tarifas aditivas que tuvieran en cuenta el precio mayorista de la electricidad. De esta forma los precios del mercado regulado se han mantenido de manera casi constante por debajo de los precios del mercado libre, lo que a su vez ha frustrado el desarrollo de la competencia en el mercado minorista y propiciado la generación de un déficit tarifario, puesto que las empresas distribuidoras no han sido capaces de recuperar los costes de compra de la electricidad en el mercado mayorista a través de las tarifas que recaudan en el mercado regulado. (AGOSTI et al, 2007).

6. Elementos que distorsionan la competencia en el mercado de generación

En esta subsección consideraremos dos elementos fundamentales. El primero de ellos tiene que ver con el hecho de que los generadores que operan en España reciben un pago por garantía de potencia que les remunera en función de la capacidad puesta a disposición del sistema, independientemente de que esta capacidad haya o no entrado en funcionamiento. Este pago puede verse como un instrumento que se pone en marcha en los mer-

cados competitivos para inducir a los generadores a tener suficiente capacidad disponible, es decir como contribución a la garantía de suministro.

El uso de este instrumento es objeto de un intenso debate, ya que por un lado se considera que su nivel es insuficiente y su diseño ineficiente, puesto que no depende del margen de reserva, y por tanto, no proporciona señales eficientes a la inversión (Agosti, et al, 2007).

En segundo lugar, debemos decir que las empresas Endesa e Iberdrola no sólo son pivotaes, sino que poseen cuotas de mercado de capacidad inframarginal muy elevadas, de forma que en ausencia de otros factores, cada una de ellas tendrá tanto el incentivo como la capacidad para aumentar el precio de mercado por encima de sus niveles competitivos. Para ello pueden optar por retirar capacidad y aumentar el nivel de precios. En este caso, lo que el operador pierde por retirar capacidad le queda más que compensado por lo que aumenta el nivel de precios.

Sin embargo, es justo considerar que existen algunos contrapesos que equilibran en cierta forma los dos fenómenos anteriores. En primer lugar, el impacto de un aumento del precio de mercado sobre la cuenta de resultados de las empresas eléctricas depende de su grado de integración vertical. En segundo lugar, el mecanismo de recuperación de costes de transición a la competencia (CTCs) ha condicionado de forma sustancial los incentivos de las empresas de generación a la hora de ofertar sus unidades de producción (6).

V. CAMBIOS REGULATORIOS RECIENTES (7)

Los años 2006 y 2007 se han visto caracterizados por una intensa actividad regulatoria que pretende modificar notoriamente la estructura competitiva del mercado de generación, eliminando así, toda sospecha de ejercicio de poder de mercado.

En concreto destacaremos la introducción de tres medidas:

1. Mediante la Orden ITC/2129/2006 se estableció que las distribuidoras debían adquirir el 10% de la electricidad que precisaran

(6) Los CTCs aseguran que las empresas establecidas con anterioridad a la Ley del Sector Eléctrico pudieran recuperar las inversiones realizadas bajo el contexto del Marco Legal Estable.

(7) AGOSTI et al (2007).

para el mercado de suministro a tarifa en el mercado de futuros gestionado por OMI, que es el operador portugués del Mercado Ibérico de Electricidad.

2. El gobierno ha obligado a los operadores dominantes, Endesa e Iberdrola, a ceder parte de su capacidad instalada a través de subastas de capacidad virtual o emisiones de energía primaria. En cualquier caso, la potencia instalada sacada a subasta es inferior al 10%, y por tanto por debajo del 30% que se estima necesario para mitigar el poder de mercado de estos operadores.
3. Mediante la Orden ITC/400/2007 se ha obligado a las empresas distribuidoras a comprar una gran parte de la energía que precisan para el suministro del mercado regulado a través de la firma de contratos bilaterales mediante subastas, con el objetivo de desarrollar un mercado de energía a plazo que defina precios estables durante la duración del contrato y sobre cuya base puedan definirse tarifas aditivas que, a la vez que reflejan los costes reales de la energía, no estén expuestas a la volatilidad de los precios en el mercado spot.

VI. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

El principal problema de la estructura del sector eléctrico en España radica en el grado de concentración horizontal del mercado de generación. Este problema tiene su origen con anterioridad a la liberalización y ha supuesto un lastre importante desde 1998. De todas formas dicho problema podría haberse resuelto si se hubieran considerado los intentos de concentración del mercado como una oportunidad para, paradójicamente, fragmentar la estructura empresarial existente.

Por otro lado, parece que reemprender el camino de la regulación, puede ser una vía no sólo posible para solucionar los problemas de competencia en el sector, sino incluso necesaria.

En la base de los problemas del sector eléctrico se encuentra una problemática definida de forma más transversal para el conjunto de la política española en diversos sectores, tal y como ha señalado Bel (2007), a saber: la inconsistencia entre una política de privatizaciones a la británica y una política industrial a la francesa.

Es decir, en España la política de privatizaciones ha primado la salida apresurada del sector público de las empresas de su propiedad, de forma que en un período muy corto de tiempo se ha llevado a cabo el grueso de las privatizaciones de empresas públicas en diversos sectores. Por otro lado se ha desarrollado una política industrial donde se han protegido y primado a los campeones nacionales, independientemente de su naturaleza pública o privada.

La conjunción de los dos elementos anteriores ha supuesto la existencia de una inestabilidad regulatoria importante, así como de incertidumbre sobre las reglas del juego del conjunto de sectores afectados en general y del sector eléctrico en particular.

Esperemos que el futuro defina líneas de actuación más nítidas y consistentes con objetivos competitivos y regulatorios claros que lleven al sector a un ámbito de racionalidad en su funcionamiento más eficiente del que se ha venido registrando en los últimos años.

REFERENCIAS

- AGOSTI, L.; J.A. PADILLA Y A. REQUEJO (2007), «El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados», *Economía Industrial*, 364, 21-37
- BEL, G. (2007), «Perspectivas de la concentración empresarial en el sector energético», en *Energía y Regulación*, José Luis GARCÍA DELGADO y Juan Carlos JIMÉNEZ Eds., CNE, Madrid.
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2007), *Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial*, CNE, Madrid.
- PÉREZ ARRIAGA, I (2005), *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid.
- SOLÉ, C (2008), *El mercado mayorista de electricidad en España Funcionamiento actual. Reformas previstas: El Mercado Ibérico de Electricidad*, CNE, Madrid.
- TRILLAS, F. (2007), «El control corporativo en la regulación energética», en *Energía y Regulación*, José Luis GARCÍA DELGADO y Juan Carlos JIMÉNEZ Eds. CNE, Madrid.

