

Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español (*)

Luis Rodríguez Romero
*Vocal de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
Catedrático de Economía Aplicada de la
Universidad Carlos III de Madrid*

1. Introducción

Al igual que otras actividades consideradas tradicionalmente como monopolios naturales, el sector eléctrico está experimentando durante los últimos años, en un plano internacional, un profundo cambio conceptual y organizativo con importantes y profundas consecuencias tanto en su regulación como en su estructura.

Siguiendo una tendencia general presente en otros sectores que compartían su caracterización anterior como monopolios naturales, la transformación del sector eléctrico se ha centrado en la diferenciación entre aquellas actividades dentro del mismo susceptibles de competencia y aquellas otras que, manteniéndose en un régimen regulado, permiten y sustentan dicha competencia.

El resultado final de este tipo de aproximación es una compleja interrelación entre regulación y competencia, basada en actuaciones reguladoras de carácter vertical y horizontal. Las primeras de ellas están dirigidas a permitir la diferenciación vertical entre los distintos componentes o fases de la actividad, según sean competitivos o regulados. Las segundas tratan de conseguir una estructura horizontal lo suficientemente desconcentrada como para asegurar una competencia efectiva en las actividades susceptibles de la misma.

Por lo que se refiere al sector eléctrico este cambio regulador ha supuesto una diferenciación básica entre las actividades de red que sustentan el transporte y distribución de la electricidad, por una parte, y las actividades de generación y comercialización de la misma, por otra. Las primeras, se consideran, generalmente, que mantienen sus características de monopolio natural, organizándose, por lo tanto, bajo un régimen regulado de concesión. Por el contrario, respecto a la generación y comercialización se ha asistido en los últimos años a un cambio de concepción reguladora, impulsado por la introducción de nuevas tecnologías productivas caracterizadas por menores tamaños mínimos de planta y, por lo tanto, requerimientos de inversiones. Esto ha dado lugar al desarrollo de competencia en los segmentos de generación y comercialización a clientes finales, articulada a través de relaciones bilaterales entre compradores y vendedores de electricidad en mercados no organizados o por medio de la introducción de mercados organizados, *spot*, a plazo y futuros, de carácter regional, nacional o multinacional.

Este cambio de perspectiva reguladora está suponiendo una profunda transformación en la conformación estructural de los sectores eléctricos

que se están adaptando el modelo competitivo. Así, la necesaria distinción entre actividades reguladas y en competencia ha llevado a la imposición de una diferenciación vertical entre dichas actividades dentro de las empresas, cuyo carácter varía según los distintos regímenes reguladores, yendo desde la mera diferenciación contable hasta la separación jurídica. De igual forma, la importancia de una operación del sistema neutral para los distintos competidores ha dado lugar a la introducción de la figura explícita de Operador Independiente del Sistema, encargado de asegurar la neutralidad en el acceso y utilización del mismo. Por último, la aparición de mercados organizados ha dado lugar a la aparición del Operador de Mercado, encargado de su organización y adecuado funcionamiento.

El sector eléctrico español ha seguido este tipo de pautas, experimentando en los últimos años una profunda transformación de carácter regulador y estructural, bajo el objetivo último de la introducción de competencia. Dicho proceso se inició con la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de 30 de Diciembre de 1994, siendo modificado posteriormente a través de la Ley del Sector Eléctrico de 27 de Noviembre de 1997 y, en aspectos parciales referidos a la estructura reguladora del sistema, la Ley de Hidrocarburos de 7 de Octubre de 1998. El resultado final ha sido la caracterización de nuestro país como uno de los países más dinámicos en la introducción de una regulación competitiva del sector eléctrico dentro de la Europa continental.

Sin embargo, la evolución reguladora de nuestro país en lo que se refiere a la liberalización e introducción de competencia en el sector eléctrico, parece que se ha disociado de la obtención de las condiciones estructurales de mercado necesarias para tal competencia.

Desde el inicio de la formulación de los objetivos liberalizadores, plasmados posteriormente en la LOSEN de 1994, la política de estructura seguida consistentemente por gobiernos de distinto signo ha llevado a grados crecientes de concentración en el sector lo que, dadas las escasas posibilidades de interconexión internacional existentes en nuestro país, afecta necesariamente a la competencia potencial del mercado. Sin embargo, en todo momento se han reafirmado los objetivos generales de lograr una mayor competencia en el sector, pareciendo valorar implícitamente en mayor medida el efecto positivo en la capacidad competitiva internacional de disponer de grandes empresas, que su potencial efecto restrictivo sobre la competencia nacional, res-

tringida por una escasa capacidad de conexión internacional.

En este marco general, el objetivo de este artículo es el análisis de la evolución seguida en la regulación reciente del sector eléctrico español, así como su conexión con las medidas adoptadas en lo que se refiere a la estructura del mismo. Asimismo, y trasladando un esquema clásico en la economía industrial, se tratará de relacionar ambos aspectos, regulación y estructura del sector, con el comportamiento de las empresas y los resultados derivados del recientemente creado mercado eléctrico.

2. Evolución regulatoria reciente en el sector eléctrico español

Tal y como se ha mencionado, en los últimos cinco años el sector eléctrico español ha experimentado un profundo proceso de cambio regulador, dirigido a transformar la configuración estructural de sus actividades e introducir crecientes grados de competencia dentro del mismo. Esta evolución ha seguido pautas generales bastante homogéneas en un plano internacional, tendiendo a potenciar la aplicación de mecanismos competitivos de mercado en aquel tipo de operaciones y actividades en las que esto es posible, y adaptando esquemas regulatorios incentivos para todos aquellos aspectos que se mantienen en régimen regulado.

El punto de partida de este proceso fue la introducción de la Ley de Organización del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) el 30 de Diciembre de 1994. Dicha Ley supuso un significativo cambio respecto al régimen regulatorio anterior, conocido como Marco Legal y Estable, introduciendo un potencial germen de competencia en el sistema a partir del establecimiento del principio de separación de actividades y la definición del denominado como Sistema Independiente. La energía producida por las instalaciones de generación encuadradas en dicho sistema podría ser intercambiada en condiciones libremente acordadas por las partes, asegurándose para ello el derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. De esta forma, se pretendía introducir un germen de potencial desarrollo de competencia, bien que restringido al conjunto de consumidores considerados como elegibles y, por lo tanto, susceptibles de firmar contratos con las empresas, nuevas o ya existentes, que dispusieran de centrales encuadradas en el Sistema Independiente.

El intento de desarrollo de la LOSEN se encontró desde un principio con el difícil problema de compaginar la asimetría existente entre los consumidores declarados como elegibles y aquellos otros considerados como *cautivos*, es decir, asignados a las compañías existentes en cada una de las zonas geográficas del mercado. Los consumidores elegibles, al disponer de capacidad de elección, tenían la posibilidad de beneficiarse de los últimos desarrollos tecnológicos en la generación, a través, principalmente, del empleo de centrales de ciclo combinado de gas. Por el contrario, los clientes sin capacidad de elección, clientes *cautivos*, debían de mantenerse en la empresa suministradora que correspondiese a su área geográfica, siendo atendidos, por lo tanto, por el equipo generador ya existente.

De hecho, el sistema implícito en la LOSEN daba lugar a dos sistemas diferentes, el *independiente*, basado en contratos bilaterales entre consumidores elegibles y generadores cuya retribución dependería de tales contratos, por una parte, y el *integrado*, del que formaría parte el resto de la capacidad de generación y los clientes suministrados a tarifa regulada, por otra. Dada la competencia para suministrar a los clientes elegibles, las posibilidades más eficientes de producción existentes en el sistema o permitidas por la adopción de las nuevas tecnologías de ciclo combinado tenderían a asignarse a los clientes con capacidad de elección, mientras que las tecnologías ya existentes y con un mayor coste quedarían para atender las necesidades de los consumidores a tarifa, es decir, sin capacidad de elección.

La constatación de los problemas derivados del desarrollo del sistema implícito en la LOSEN, junto al cambio de gobierno producido en 1996 dieron lugar al desarrollo de una nueva estrategia respecto a la liberalización del sector cuyos principios básicos se recogieron en el denominado *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional*, negociado entre el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas. Los principios establecidos en dicho Protocolo constituyeron el punto de partida para el desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico (LSE), finalmente aprobada el 27 de noviembre de 1997.

La Ley del Sector Eléctrico supuso una profunda transformación del sector, ya que, siguiendo el modelo regulatorio originalmente iniciado en Inglaterra y Noruega, estableció la introducción de competencia para el conjunto de las actividades de generación de energía eléctrica, a través

de la instauración de un mercado organizado *spot* de intercambios de electricidad en el que puede participar el conjunto de la demanda y la oferta del sistema. De forma alternativa a la participación en el mercado organizado, y como elemento de contestabilidad respecto al mismo, se contempla asimismo la posibilidad del establecimiento de contratos bilaterales de carácter físico entre generadores y demandantes, cuyos resultados se incorporan en igualdad de condiciones con los derivados del funcionamiento del mercado para la explotación final del sistema.

En lo que se refiere a la oferta, se estableció la libertad de instalación de nuevas unidades de generación, bajo el cumplimiento de las condiciones legales y técnicas definidas para las mismas, así como la participación de agentes externos. Por lo que respecta a la demanda, se consideraron como agentes del mercado a las compañías distribuidoras encargadas del suministro de los clientes mantenidos a tarifa, a los clientes considerados como elegibles de acuerdo con el volumen de su consumo, a las nuevas compañías comercializadoras que compiten por el suministro a los clientes a los que se otorga capacidad de elección, y, finalmente, a los denominados como agentes externos, pertenecientes a otros sistemas internacionales.

Ahora bien, la introducción de competencia en una situación caracterizada por la aparición de nuevas tecnologías de generación térmica, más eficientes que las anteriores, venía a suponer, de forma inmediata, una pérdida del valor para parte de los activos de generación existentes, al pasar de ser remunerados de acuerdo a sus costes reconocidos a recibir el precio horario resultante del mercado, en aquellos casos en que su oferta fuera casada en el mismo. De forma paralela, otro tipo de activos, como puede ser parte de la generación hidráulica o plantas térmicas totalmente amortizadas, podían ver aumentados sus ingresos al pasar de retribución basada en el coste a una situación de mercado, experimentando, de esta forma, un incremento en su valor patrimonial. Esta situación se conoce como la aparición de costes, o beneficios, *varados* (*stranded costs or benefits*) debidos al cambio regulatorio, y ha recibido un tratamiento explícito en distintos procesos de introducción de competencia a partir de un régimen de propiedad privada.

En los numerosos casos en los que los activos del sistema eléctrico eran de propiedad pública antes de la introducción de competencia, no existe la necesidad de reconocimiento explícito de los costes varados ya que el sector público, como

propietario anterior del sistema, los absorbe implícitamente a través de los resultados obtenidos en el proceso de privatización. En esta situación, los resultados de la privatización, una vez conocido el nuevo marco regulatorio en el que se va a desenvolver el sector, ofrecen una adecuada aproximación al valor esperado de los activos en dicho marco, incorporando las características de su retribución. Por lo tanto, las potenciales diferencias del valor de los activos entre la situación regulada y la de competencia quedan compensadas a través de la privatización.

Por el contrario, en una situación de propiedad privada de los medios de generación o, incluso, en el caso en el que el sector público pretenda obtener unos mayores niveles de ingreso en potenciales procesos de privatización, se puede establecer un proceso explícito de compensación por la potencial pérdida neta de valor de los activos del sector al introducirse la competencia. Esta forma de proceder, que representa un reconocimiento explícito y posterior compensación de los denominados como costes *varados*, ha sido seguida fundamentalmente en EE.UU., avalada por distintas disposiciones de la Federal Regulatory Electricity Commission (FERC). Los recursos necesarios para la compensación suelen obtenerse a través de la imposición de un recargo sobre las transacciones de energía, denominado como *competition transition charge* (CTC).

En el caso español, se siguió un procedimiento similar de reconocimiento explícito de la existencia de unos costes de transición a la competencia. Así, la Ley del Sector Eléctrico estableció en su Disposición Transitoria 6ª el reconocimiento para las empresas a las que fuera de aplicación el anterior marco normativo de unos costes de transición a la competencia, cuya cifra global no superase los 1.988.561 millones pts., incluyéndose las ayudas necesarias para garantizar el consumo de carbón nacional, que de otra forma no sería eficiente utilizar. La concreción anual de dichas ayudas de transición a la competencia se estableció en el R.D. 2017/1997 por el que se regula el proceso de liquidación de costes del sistema, como el residuo, resultante de la diferencia entre los ingresos obtenidos a partir de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para cada una de las actividades necesarias para el servicio regulado. De esta forma, tanto los consumidores a tarifa, implícitamente a través de su recibo, como los consumidores elegibles, a través de un recargo específico sobre los peajes de acceso a las redes, contribuyen anualmente a la recuperación de dichos costes.

Con posterioridad, y a través de una propuesta de enmienda a la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social de 1999, se planteó una transformación de la ley del Sector Eléctrico con objeto de permitir la titulización de una parte de los costes de transición a la competencia, 1,3 billones de pts., asignando a dicho fin un 4,5% de la tarifa regulada. Dicha propuesta fue aprobada en el parlamento, aún cuando el informe de la CNSE fue contrario a la misma. En dicho informe respecto a la entidad de los CTC's se mencionaba las dificultades de cualquier valoración *ex-ante*, es decir, sin conocer los precios futuros derivados del mercado ni disponer de un valor de mercado de los activos. Por lo que se refiere a la manera de materializar la ayuda se criticaba la imposición de una carga afectada a un fin determinado, que al estar cobrada por anticipado, no podría ser modificada. En último término, y ante estimaciones alternativas de CTC's que ofrecían distintos valores se venía a proponer la continuación del sistema de determinación de dichos costes a través de la diferencia entre los ingresos derivados del nivel de tarifa de cada año y los costes regulados de atender el servicio, procedimiento denominado como de *diferencias*.

Las empresas eléctricas encuadradas en UNESA, por el contrario, planteaban que el valor fijado para los CTC's resultaba suficientemente equilibrado al suponer una significativa rebaja respecto al que se podía derivar de hipótesis razonables sobre la estabilidad del régimen regulatorio. En cuanto a la afectación finalista de una parte de la tarifa en un periodo determinado se planteaba su interpretación como un recargo, cuya base última es similar a otros destinados a periodificar la recuperación de unos costes del sistema durante un periodo determinado. La propuesta opcional para la recuperación de los CTC's a través del procedimiento denominado como diferencias, se cuestionaba debido a la inseguridad regulatoria proveniente de su dependencia total respecto al nivel de tarifas establecido de forma unilateral por el MINER cada año.

En cualquier caso, y con posterioridad a la aprobación en España del marco general de las ayudas de transición a la competencia, la D.G. IV de la Unión Europea inició un proceso de revisión de las compensaciones explícitas introducidas en distintas regulaciones eléctricas nacionales en relación con la aceleración de los procesos de competencia respecto a lo establecido en la normativa general de la UE, respecto al que no existen resultados finales.

3. Evolución de la estructura del mercado eléctrico español

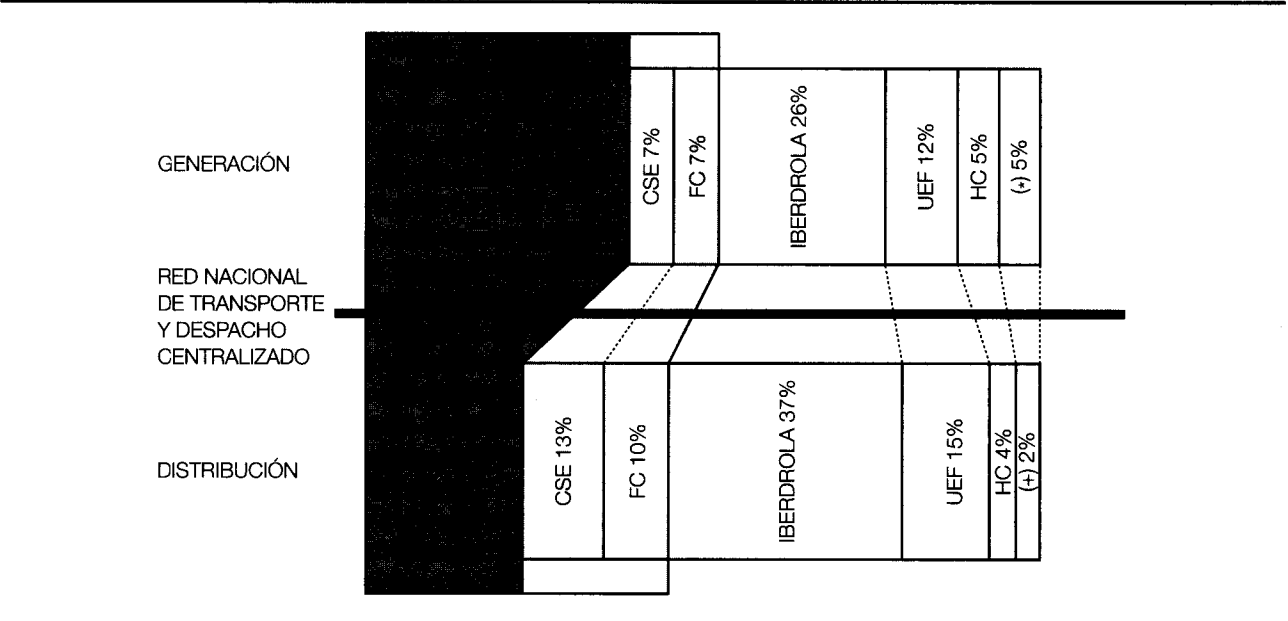
Según se refleja en el gráfico 1, en el momento de introducirse el mercado eléctrico, el sector eléctrico español mostraba un elevado grado de concentración tanto en lo que se refiere a la actividad de generación de electricidad, como en lo que respecta a la distribución y comercialización de la misma para su consumo por los clientes finales. En ambas perspectivas, generación y distribución, destacaba la entidad relativa del Grupo Endesa, es decir, el conjunto de empresas que contaban con una participación mayoritaria por parte de dicha empresa. Dicho grupo representaba un 50% del total de la generación del sistema y un 42% de la actividad de distribución y comercialización de clientes a tarifa. En un segundo plano se encontraba Iberdrola, con una generación más reducida que la del grupo Endesa, 26%, y una distribución bastante más similar, 35%. Finalmente, el resto de la actividad del sector se repartía básicamente entre dos empresas de menor tamaño, Unión Fenosa, responsable de un 12% de la generación y un 15% de la distribución y comercialización a tarifa, e Hidrocantábrico, cuya participación era un 5% y un 4%, respectivamente.

La actividad del sector se completaba con la presencia de un 7% de energía procedente de actividades de autogeneración y generación especial, y en torno a un 2% de autoconsumos.

Por último, la compañía Red Eléctrica era la propietaria de la red básica de transporte del sistema así como de la explotación y operación del conjunto del sistema. Dicha explotación se realizaba de forma centralizada, sobre la base de la minimización del coste del suministro, dados unos criterios generales de seguridad y política energética. Entre estos últimos, destacaba las restricciones de uso del carbón nacional establecidas a través de la existencia de cupos establecidos a este respecto. Red Eléctrica tenía mayoría de participación pública a través de la participación del conjunto de empresas del grupo Endesa, que representaban en conjunto una posición mayoritaria del capital de la compañía.

El sistema se retribuía sobre el reconocimiento de un determinado nivel de ingreso a cada una de las actividades del sistema igual al denominado como *coste standard* asignado a la misma. Dicho ingreso tenía distintas formulaciones para cada una de las actividades del sistema, combinando una parte fija, relacionada normalmente con los costes derivados de la inversión y una

GRÁFICO 1
ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL, 1997



(*) Cogeneración, renovables y otras.
(+) Autoconsumo y otros.

CUADRO 1
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL (*)

Empresa	1980	1990	1997
Hidrocantábrico	642 MW (2,5%)	1.185 MW (3%),	1.480 MW (3,4%)
Unión Eléctrica (1)	1.562 MW (6%)	—	—
Fenosa (2)	2.132 MW (8,2%)	—	—
Unión Fenosa (1 + 2)	—	6.685 MW (16,9%)	6.679 MW (15,6%)
Iberduero (3)	4.963 MW (19,2%)	5.771 MW (14,6%)	—
Hidrola Española (4)	4.402 MW (17%)	6.724 MW (17%)	—
Iberdrola (3 + 4)	—	—	13.903 MW (32,4%)
Enher (3)	1.002 MW (3,9%)	—	—
Erz (6)	228 MW (0,9%)	—	—
Gesa (7)	451 MW (1,7%)	—	—
Unelco (8)	517 MW (2%)	—	—
Viesgo (9)	244 MW (0,9%)	559 MW (1,4%)	—
Fecsa (10)	2.437 MW (9,4%)	3.845 MW (9,7%)	—
Sevillana (11)	2.680 MW (10,4%)	4.071 MW (10,3%)	—
Hidruña (12)	230 MW (0,9%)	251 MW (0,6%)	—
Nuclenor (13)	460 MW (1,8%)	460 MW (1,2%)	—
Enelco (14)	388 MW (1,5%)	312 MW (0,8%)	—
Salto del Nansa (15)	43 MW (0,2%)	43 MW (0,1%)	—
Grupo Endesa **	3.470 MW (13,4%)	9.673 MW (24,4%)	20.858 MW (48,6%)
Total	25.851 MW	39.579 MW	42.920 MW
Tasa de cobertura de total nacional	87, 4%	89,8%	90,4%

* Elaboración propia a partir de información proporcionada por la Dirección Financiera de la Comisión Nacional de Energía.

** (1990: 5+6+7+8; 1997: 5+6+7+8+9+10+11+12+13+14+15).

Fuente: Dirección Financiera - CNE.

parte variable, referida a costes de *inputs*, operación y mantenimiento. El nivel de ingresos se completaba con determinados complementos y factores especiales de retribución, basados supuestamente en el precio derivado de distintas decisiones regulatorias sobre intercambios de activos realizados en distintos momentos del tiempo.

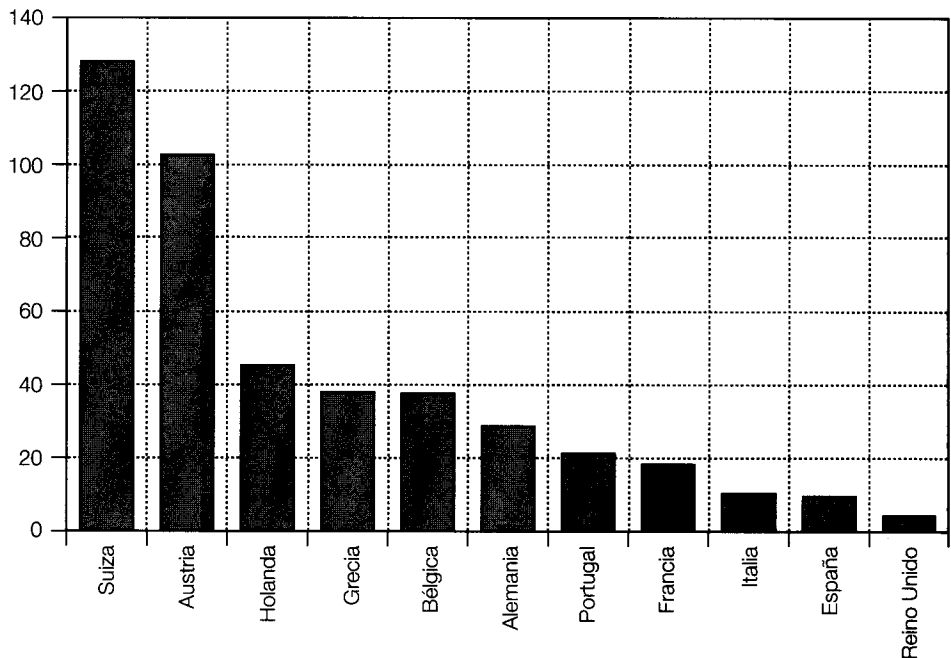
Esta situación se transforma a partir de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico (LSE) y la posterior introducción del Mercado Eléctrico, contemplado en la misma, el 1 de Enero de 1998.

A partir de dicho momento, la retribución de la generación de electricidad en régimen ordinario, determinada anteriormente a través del reconocimiento de un determinado nivel de costes *standard* asignados a la misma, pasa a establecerse en función del precio derivado del mercado. Dicho precio se establece siguiendo el artículo 11 de la LSE a través de la interacción entre las ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores, por una parte, y las demandas efectuadas por los consumidores que tienen la condición de cualificados, los comercializadores, en su función de intermediarios que atienden las necesidades de dichos clientes cualificados y, finalmente, los distribuidores, que son los encargados de atender las

demandas efectuadas por los clientes que se mantienen dentro del régimen de tarifa regulada, por otra parte.

El paso de un sistema regulado de retribución basado en costes estándar, como era el procedimiento establecido en el Marco Legal y Estable, a otro basado en los precios derivados del funcionamiento del mercado, supuso la introducción de mayores cotas de flexibilidad e iniciativa en las posibilidades de actuación de los agentes participantes en el mercado, es decir, empresas generadoras, distribuidoras y clientes elegibles. De esta forma, se devolvía la responsabilidad respecto a las decisiones de gestión y asignación de recursos a los agentes participantes en el mercado, restringiendo la actividad reguladora a aquellas actividades con algún tipo de condición de monopolio natural debido a su carácter de red y al control de las condiciones de suministro del colectivo, decreciente en el tiempo, de consumidores mantenidos a tarifa regulada. Sin embargo, dicha actuación venía, asimismo, a evidenciar un problema anteriormente inexistente, como era el potencial poder de mercado derivado de una política de estructura que parece haber sido seguida consistentemente en el sector, con el consentimiento regulatorio e, incluso, la participación activa del sector público.

GRÁFICO 2
CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL
Capacidad de interconexión/demanda máxima del sistema



Con objeto de contrastar dicha hipótesis y sobre la base de la información derivada de un trabajo en curso de realización en la Dirección Financiera de la CNE, se ha elaborado el cuadro 1, en el que se recoge una primera aproximación a la evolución estructural del sector durante los últimos años. Para ello se ha empleado como criterio general de asignación la presencia de una participación en el capital social superior a un 50%, manteniendo como independientes participaciones inferiores.

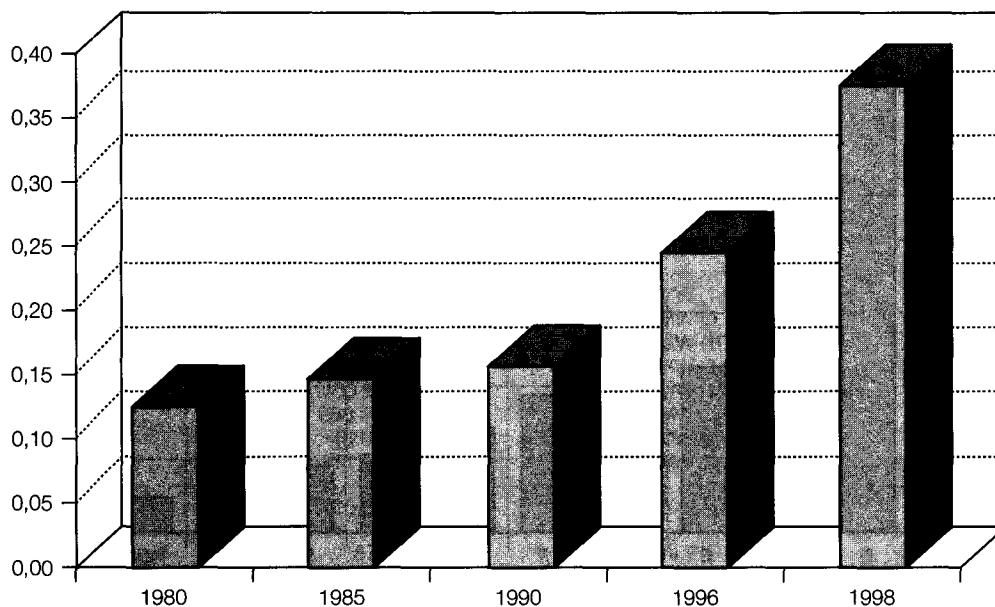
Los resultados obtenidos parecen indicar la presencia de una clara tendencia hacia la concentración durante los últimos veinte años, a través de un proceso de consolidación empresarial que ha modificado completamente la estructura del sector. Dicho proceso parece haber seguido dos ejes fundamentales. Por una parte, la fusión entre empresas privadas como puede ser el caso de la integración de Unión Eléctrica y Fuerzas del Noroeste en 1983, dando lugar a la actual Unión Fenosa, y la derivada del acuerdo entre Iberduero e Hidrola, origen de la actual Iberdrola. Por otra parte, el crecimiento de la inicialmente empresa pública Endesa, que a través de un proceso de crecimiento interno y absorción de otras empre-

sas logra un significativo aumento en su participación relativa en el total de la generación en el período considerado.

En cualquier caso, y sin entrar en potenciales elementos de causalidad, el hecho de que la reducción de competencia haya venido precedida por un importante proceso de consolidación plantea un interesante y repetido dilema entre aspectos relacionados con la eficiencia, derivados de criterios tecnológicos y de costes, por una parte, y los de carácter asignativo, por otra.

En general, un mayor tamaño corporativo puede tener un aspecto positivo ya que favorece las posibilidades de disminución de costes generados y financieros, así como una mayor capacidad para hacer frente a nuevos ciclos inversores, ya sea en el mercado eléctrico nacional o a través de procesos de diversificación sectorial e internacional. Ahora bien, la consolidación empresarial a gran plano nacional, junto a la escasa capacidad de conexión internacional entre el sistema eléctrico español y el resto de países de la UE (gráfico 2), plantea de forma inmediata un problema potencial, en la medida que tal cúmulo de hechos puede llegar a afectar a la competencia efectiva del mercado eléctrico (gráfico 3).

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.
ÍNDICE HERFINDAL



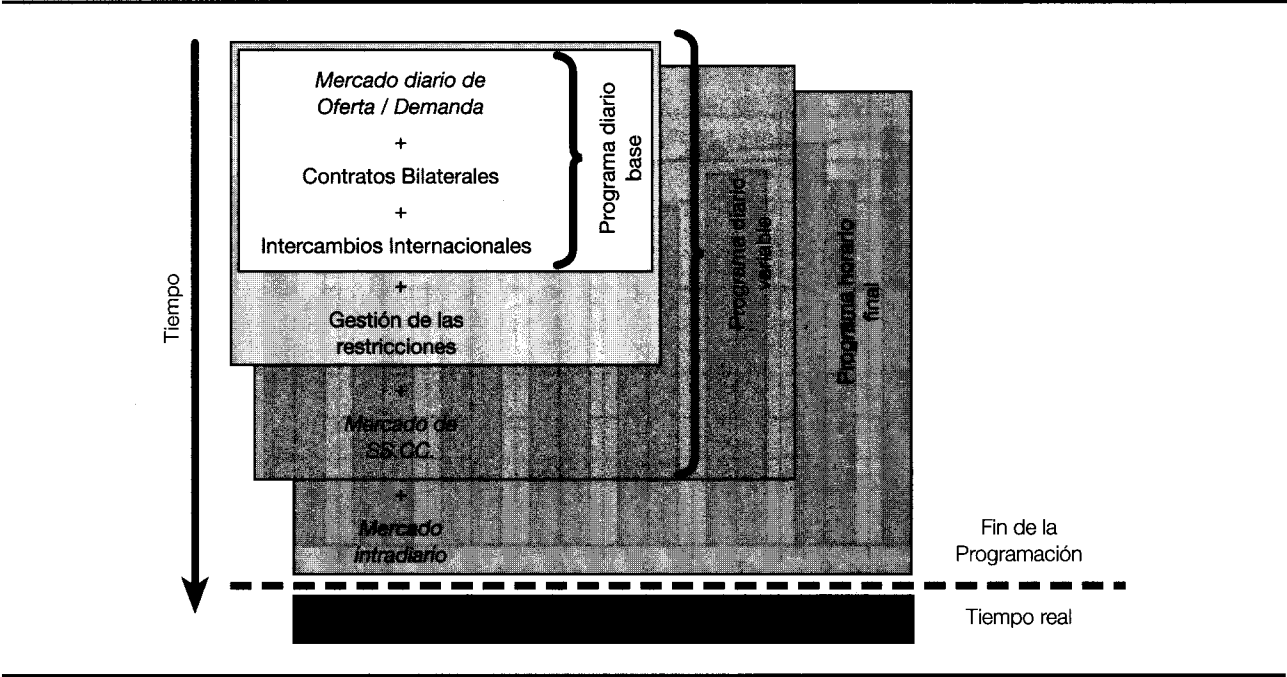
Dicha situación plantea de hecho lo que podríamos denominar como el *dilema competitivo* del sector eléctrico español que, en términos generales puede dar lugar a dos posiciones diferenciadas sobre la política a seguir respecto a la estructura del mismo, según se considere como mercado de referencia el mercado nacional o el internacional, especialmente la UE, por una parte, o una perspectiva a corto o a medio y largo plazo, por otra.

Si se considera como mercado relevante el mercado nacional, o Ibérico, incluyendo el mercado portugués con el que existe una capacidad de conexión suficiente, y se adopta una perspectiva a corto plazo, sin tener en cuenta la dinámica del mercado a través de nuevas entradas e inversiones, el nivel de concentración existente se podría considerar como elevado para el funcionamiento del mercado, por lo que se podrían derivar políticas encaminadas a una desconcentración de la oferta nacional, obligando la venta de activos de generación. En esta perspectiva, la venta de activos de generación no tendría por que suponer una restricción en la capacidad de crecimiento de las empresas involucradas, ya que las reportaría recursos adicionales para su diversificación sectorial e internacional.

Si, por el contrario, se considera como mercado relevante el mercado internacional, y se adopta una perspectiva a medio y largo plazo en la que son factibles mecanismos de contestabilidad a través de la incorporación de nuevos competidores en el mercado nacional, en caso de existir incentivos para ello, cualquier tipo de política impuesta de desconcentración podrían influir en la capacidad competitiva futura de las empresas españolas actuales. En esta perspectiva, la existencia de un mercado competitivo implicaría que cualquier diferencia existente entre el precio del mercado eléctrico nacional y el potencialmente derivado del empleo de la mejor alternativa tecnológica disponible incentivara, de una forma u otra, la entrada de nuevos agentes, dando lugar a una tendencia hacia la igualdad de los mismos.

Lo que podríamos denominar como *preferencia relevada* derivada del comportamiento regulador, consistentemente seguido respecto a la estructura del sector eléctrico de nuestro país en los últimos 15 años por gobiernos de distinto signo, ha estado claramente orientada a la segunda de estas opciones. El resultado final ha sido el actual grado de concentración, susceptible, incluso, de incrementarse en el futuro.

GRÁFICO 4
MERCADO ELÉCTRICO



4. Resultados del mercado eléctrico

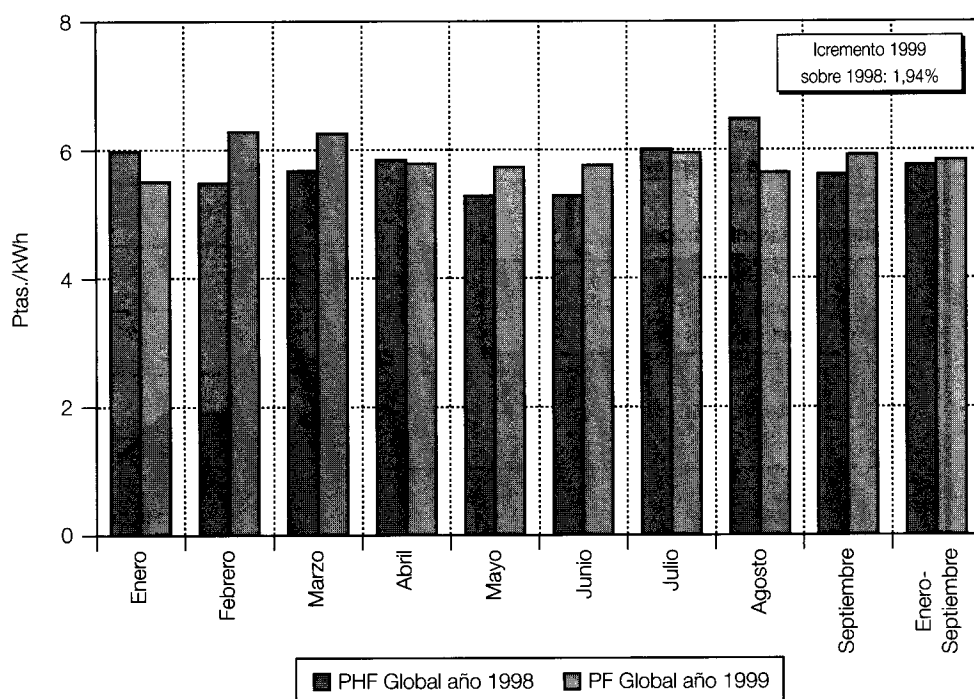
El mercado eléctrico es en realidad la yuxtaposición de una serie de mercados secuenciales interrelacionados entre sí (gráfico 4).

Como punto de partida existe el denominado como Mercado Diario, en el que, bajo el control y organización de la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico (OMEL), se intercambian las cantidades ofrecidas y demandadas de energía para las 24 horas del día siguiente. Los resultados obtenidos en dicho mercado junto a los derivados de los contratos bilaterales físicos, negociados directamente entre generadores y consumidores, y los intercambios internacionales, constituyen lo que se denomina como Programa Diario Base de Funcionamiento del Sistema (PDBF). Sobre los resultados de dicho programa de producción y de consumo se realiza un análisis de seguridad y fiabilidad por parte del Operador del Sistema, procediéndose, en caso de desprenderse algún tipo de riesgo o potencial restricción en el sistema, a introducir las modificaciones necesarias para solventarlos, dando lugar al denominado como Programa Diario Base Provisional a aplicar el siguiente día. Finalmente, sobre la base de dicho programa, y con objeto de que el Operador del Sistema disponga de la capacidad

suficiente para adaptar la generación a las variaciones de la demanda, dicho Operador procede a asignar *ex- ante*, a través de un procedimiento de subasta, las centrales encargadas de subir o bajar su producción adaptándose a los requerimientos de la demanda. Esto se denomina como banda de regulación secundaria y su incorporación da lugar al denominado como Programa Diario Viable Definitivo (PDVD), base del funcionamiento del sistema en el día siguiente al de la casación.

Adicionalmente, y una vez cerrado el PDVD existe la posibilidad de adaptaciones tanto para productores como para consumidores que han intervenido en el Mercado Diario a través de las seis sesiones existentes del denominado como Mercado Intradiario, desarrolladas entre la 20h del día anterior a la casación que corresponda y las 15h del día en curso. En cada una de estas sesiones se efectúan transacciones a través de ofertas de compra o venta por parte de generadores y consumidores, con la única restricción de cumplir los compromisos de regulación secundaria asumidos en el PDVD, posibilitando de esta forma su adaptación a las condiciones imperantes en el momento de la explotación. El resultado derivado de cada sesión de Mercado Intradiario da lugar al denominado como Programa Horario Final, que únicamente

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN RECIENTE DEL MERCADO: PRECIO HORARIO FINAL (1998 Y 1999)



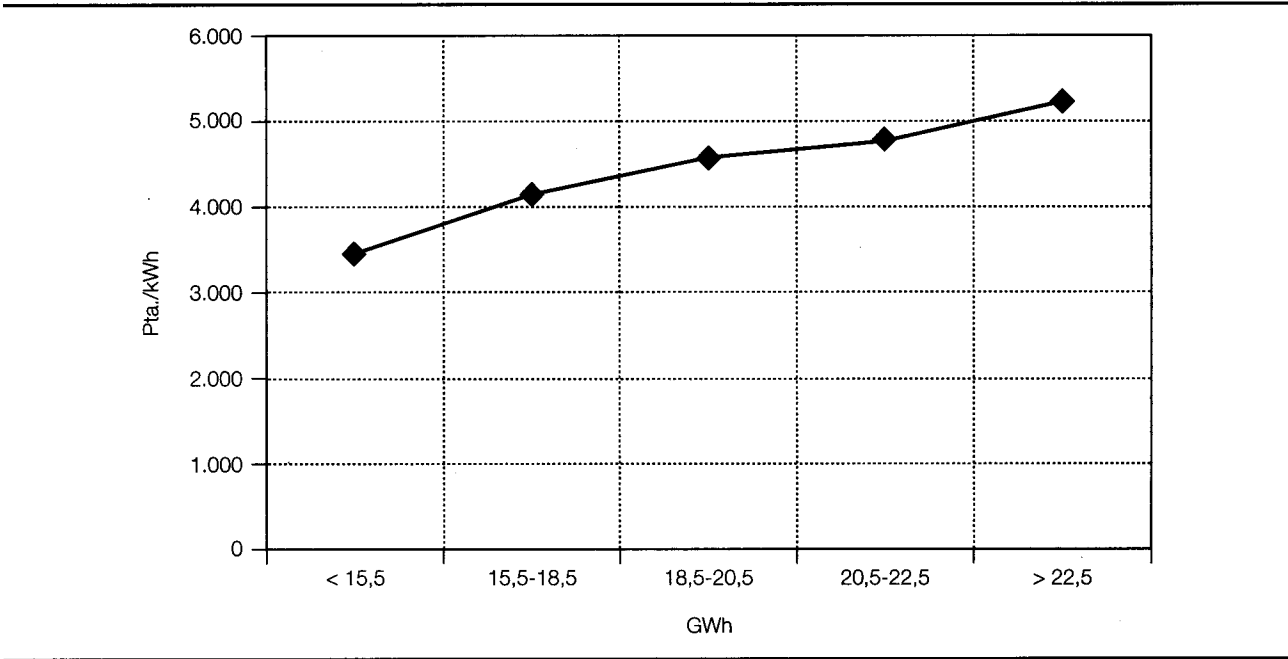
se transforma a través de decisiones del Operador del Sistema para garantizar la seguridad del mismo, mediante servicios complementarios, gestión de desvíos o, en momentos de emergencia, instrucciones directas a las unidades de generación.

El precio horario final del mercado surge de la agregación de los resultados obtenidos en cada uno de los mercados secuenciales anteriormente descritos, junto a un recargo regulatorio adicional denominado Garantía de Potencia. El objetivo de dicho recargo es estimular suficientemente las inversiones en capacidad de generación con objeto de evitar insuficiencias de oferta en el sistema que llevarán a posibles restricciones en el mismo. La cantidad inicial establecida en dicho concepto fue de 1,3 pts por cada kWh de demanda, repartiéndose la misma entre los demandantes en cada una de las 4.500 horas de mayor demanda del año. A finales de 1998 se introdujo una nueva regulación para el pago de este recargo diferenciando entre los consumidores elegibles, comercializadoras y agentes externos, que han visto reducida su contribución, y las compañías distribuidoras que atienden a clientes a tarifa para las que ha aumentado. El valor medio del recargo ha tendido a disminuir ligeramente, situándose en torno a 1,26 pts/kWh.

En cualquier caso, el nivel medio de los precios derivados del mercado ha venido en gran parte determinado hasta ahora por el límite regulatorio introducido implícitamente a través de la definición del proceso de liquidación de los ingresos derivados de la tarifa.

Efectivamente, según el proceso de liquidación de los denominados como CTC's (Costes de Transición a la Competencia), introducidos como complemento de los ingresos derivados del mercado en función de la pérdida de valor de los activos de generación existentes por la introducción de competencia en el conjunto de la actividad de generación, el volumen de recuperación anual de dichos costes se establece a través de un procedimiento denominado como de *diferencias*. Dicho procedimiento consistió en determinar los CTC's como el residuo, o diferencia, resultante de la resta entre el total de ingresos obtenidos a través de la tarifa y el conjunto de costes regulados del sistema, asignando un precio de 6 pts/kWh a las compras de energía a través del mercado para atender a los consumidores a tarifa. Al actuar de este modo se estaba introduciendo de hecho una referencia focal para el precio de mercado, ya que cualquier precio inferior a las 6 pts/kWh perjudicaría a los generadores mientras

GRÁFICO 6
PRECIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO POR NIVELES DE DEMANDA (1998)



precios superiores afectarían a los distribuidores en su papel de comercializadores de clientes a tarifa.

Los resultados del mercado han venido marcados en gran medida por los incentivos implícitos en el procedimiento de recuperación de los CTC's. Como puede observarse en el gráfico 5, el precio medio mensual del mercado eléctrico se ha establecido en torno a las 6 pts/kWh, de tal forma que se maximizan los ingresos derivados del mercado, sin afectar a la cantidad máxima total potencialmente recuperable a través de los Costes de transición a la Competencia.

La variabilidad del precio en relación con el incremento de demanda no ha sido muy elevada durante el primer año de mercado, de tal manera que, tal y como puede observarse en el gráfico 6, únicamente existe una diferencia media entorno a 1,8 pts/kWh entre las horas valle y las horas punta del sistema. El empleo de medidas sencillas de dispersión, tales como la desviación estándar y el coeficiente de variación de los precios según distintos niveles de demanda vienen a confirmar dicha conclusión. La mayor variabilidad de precios parece apreciarse en los periodos horarios de demanda media, en los que se pueden dar mayores diferencias respecto al tipo de planta de generación marginal que en el sistema de casación establece el precio del mercado.

5. Consideraciones finales

El sector eléctrico ha experimentado un fuerte cambio en los últimos años en un plano internacional, pasando de un funcionamiento caracterizado por un elevado grado de intervención pública, tanto a través de la participación directa del sector público como por medio de una detallada regulación de sus actividades, a un régimen caracterizado por la privatización y la utilización de mecanismos de mercado. En España, esta tendencia ha significado una profunda transformación en la regulación del sector, a través de un amplio proceso de cambio, iniciado a partir de los primeros intentos liberalizadores de la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional, en 1994 y culminado con su sustitución por la Ley del Sector Eléctrico, en 1997. En general, la regulación española reciente ha ido claramente por delante de los requisitos mínimos establecidos en la Directiva de la UE, introduciendo un Mercado Eléctrico organizado, permitiendo la existencia de contratos bilaterales físicos entre generadores y consumidores elegibles, y extendiendo el grado de elegibilidad de los consumidores muy por encima de los requerimientos mínimos establecidos en la misma.

De cualquier forma, el proceso de liberalización del Sector Eléctrico Español se enfrenta a dos

condicionantes básicos, uno de carácter regulatorio general y otro específico de la evolución reciente de la estructura del sector en nuestro país.

Por una parte, se encuentra el reconocimiento al derecho de compensación explícita por una parte de la pérdida de valor de los activos de generación del sector al introducir una mayor competencia en el mismo que los mínimos requeridos en la Directiva Eléctrica de la UE, es decir, los denominados como Costes de Transición a la Competencia (CTC's). Dichos costes han sido materia de intensa discusión regulatoria y política en nuestro país, y en la actualidad están siendo analizados por la UE tanto en lo que se refiere a su entidad como a su potencial concepción como Ayuda de Estado.

Por otra parte, se da la paradoja de que el cambio regulatorio que permite la introducción de competencia en el sector se produce después de un amplio periodo de concentración, derivado fundamentalmente de los resultados de la aplicación del anterior marco regulador, que ha dado lugar a la desaparición fáctica de un gran número de empresas y a la consolidación en torno a dos grupos fundamentales, Endesa e Iberdrola. Dicha concentración junta la escasa capacidad de comercio internacional, debido a la escasez de interconexiones entre el sistema eléctrico español y el resto de la UE a través de Francia, plantea un dilema entre tamaño de las empresas y grado de competencia en el mercado español.

Efectivamente, en caso de decidirse por el incremento inmediato de la competencia efectiva en el mercado eléctrico español se requeriría un proceso de desinversión de activos de generación, que invirtiera la tendencia concentradora registrada en los últimos veinte años a través de una activa participación del sector público, o bien un fuerte crecimiento de la capacidad de las interconexiones con el exterior. Si se decidiera por un proceso de desinversión, la estructura así lograda debería de requerir un proceso activo de mantenimiento posterior, evitando las tendencias hacia nuevas fusiones o procesos de concentración, ya fuera a través de inversiones de capital nacional o extranjero. Por el contrario, si se pudiera optar por un aumento de la capacidad de interconexión a unos niveles suficientes no sería necesario ningún tipo de intervención estructural, ya que la competencia potencial de importaciones provenientes de cualquier país de la UE haría el mercado contestable.

Las dificultades derivadas de las acciones necesarias para lograr una competencia efectiva en el sector eléctrico español a corto plazo a partir de su actual conformación pudiera aconsejar una

estrategia incremental, a medio y largo plazo, basada en un conjunto de intervenciones regulatorias dirigidas a aumentar el grado de contestabilidad del mercado eléctrico nacional. Una primera línea de acción debería de ser el desarrollo de todo tipo de iniciativas, tal y como de hecho ya se está realizando, en orden a promover una acción directa por parte de la UE a favor del aumento de interconexión entre los países miembros de la misma con objeto de sustentar el concepto de Mercado Único aplicado a la energía eléctrica. Una segunda línea de acción sería la derivada de todo tipo de intervenciones de carácter nacional con objeto de potenciar el grado de contestabilidad del mercado eléctrico español. En este sentido se enmarca el incremento reciente del número de consumidores considerados como elegibles, que se extenderán a todos los conectados a la red de alta tensión a partir del próximo año, lo que representará en torno al 50% del consumo total del mercado. De igual forma, se deberían mejorar las condiciones de neutralidad de acceso a los combustibles, en especial al gas natural, y a los emplazamientos mas adecuados para las nuevas inversiones en generación.

En cualquier caso, la existencia de una competencia efectiva en el sector eléctrico, como en cualquier otra actividad económica en la que se combinan aspectos competitivos y regulados, no está garantizada, requiriendo por sus condiciones especiales una continua y activa vigilancia y actuación por parte de las autoridades reguladoras y de competencia. □

NOTAS

(*) Agradezco los comentarios y sugerencias de Miguel Ángel Lasheras.

La distribución consiste básicamente en el servicio de red responsable de llevar la energía al punto final de consumo, mientras que la comercialización de clientes a tarifa se refiere a la actividad económica ligada con la contratación, lectura y facturación de la energía suministrada a este tipo de clientes.

BIBLIOGRAFÍA

- Compañía Operadora del Mercado de Electricidad (OMEL) (1999): Evolución del Mercado de Energía Eléctrica. Septiembre.*
- Comisión Nacional de Energía. Dirección Financiera. (1999): Potencia instalada y producción de energía eléctrica (1980-1997).*