

# **Regulación para la competencia en el sector eléctrico español**

**Luis Atienza y Javier de Quinto**

Documento de trabajo 10/2003



## **Luis Atienza Serna**

Es consultor y presidente de la Fundación Doñana 21, para el Desarrollo Sostenible del Entorno de Doñana.

Ha sido profesor en la Universidad de Deusto. Ha sido miembro de los Consejos de Administración del Ente Vasco de la Energía, del Instituto Nacional de Hidrocarburos y de la Compañía Logística de Hidrocarburos. Ha sido Consejero de Economía del Gobierno Vasco y Parlamentario Vasco, Secretario General de Estructuras Agrarias del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Secretario General de la Energía y Recursos Minerales del Ministerio de Industria y Energía y Ministro de Agricultura, Pesca y Alimentación.

## **Javier de Quinto Romero**

Es Profesor de Economía de la Universidad San Pablo CEU de Madrid e investigador senior de la Fundación de Estudios de Regulación y en la UNISCI de la Universidad Complutense.

Ha colaborado o sigue haciéndolo, entre otros centros, con la Alfred P. Sloan School of Management del MIT, Schiller International University, European University, ICADE, Escuela Diplomática, Universidad Complutense de Madrid (Máster en Análisis Económico y Economía Financiera), Universidad Carlos III de Madrid (Cursos de invierno) y el Club Español de la Energía (Curso superior de negocio energético). Ha publicado los libros “Política industrial en España. Un análisis multisectorial” (Ed. Pirámide, 1994) y “En busca de un mercado competitivo de gas natural en España” (Ed. Comares, 2001).

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

© Fundación Alternativas

© Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero

ISBN: 84-96204-10-3

Depósito Legal: M-20224-2003

## Contenido

<b>Resumen Ejecutivo</b> .....	<b>5</b>
<b>Introducción y objetivos para el sector eléctrico</b> .....	<b>7</b>
El paradigma dominante .....	7
Objetivos para el sector eléctrico .....	8
<b>1 Antecedentes</b> .....	<b>11</b>
<b>2 Las dificultades para lograr un nivel satisfactorio de competencia</b> .....	<b>13</b>
2.1 Sobre la competencia en general .....	13
2.2 La competencia en el sector eléctrico .....	13
2.3 Consideraciones finales sobre la competencia .....	17
<b>3 El mercado eléctrico español</b> .....	<b>19</b>
3.1 Elementos básicos del modelo .....	19
3.2 Los grandes problemas del modelo .....	20
<b>4 Un primer balance, transcurridos cinco años</b> .....	<b>23</b>
4.1 Evolución de las tarifas .....	23
4.2 Irrelevancia del mercado de generación .....	24
4.3 Deterioro de la calidad y la seguridad del suministro .....	25
4.4 Aumento de la intensidad energética y eléctrica .....	25
4.5 Una estructura empresarial de generación casi inalterable .....	26
4.6 Un mapa de comercialización estable .....	26
4.7 Conexiones internacionales estancadas .....	27
4.8 Retraso en el logro de los objetivos medioambientales .....	27
4.9 Elevada incertidumbre regulatoria .....	28
4.10 Unas empresas eléctricas fuertemente endeudadas .....	29
<b>5 Lo que debe permanecer y lo que debe cambiar en la regulación y en la organización de la competencia</b> .....	<b>30</b>
5.1 Fundamentos que deben permanecer .....	30
5.2 Cambios en la regulación y en la organización de la competencia .....	36

<b>6</b>	<b>Recomendaciones resumidas</b> .....	<b>50</b>
6.1	Cambios en el mercado mayorista de generación .....	50
6.2	Limitaciones al poder horizontal y vertical de mercado .....	50
6.3	Redes .....	51
6.4	Tarifa integral .....	52
6.5	Otras medidas .....	52
	<b>Bibliografía</b> .....	<b>53</b>

### Siglas y abreviaturas

CCAA	Comunidades Autónomas
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSE	Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
CSEN	Comisión del Sistema Eléctrico Nacional
CTC	Costes de Transición a la Competencia
DG	Dirección General
DOCE	Diario Oficial de las Comunidades Europeas
EERR	Energías Renovables
IDAE	Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía
IPC	Indice de Precios al Consumo
kwh	Kilovatio hora (medida de energía)
LOSEN	Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional
LSE	Ley del Sector Eléctrico
MINER	Ministerio de Industria y Energía
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MLE	Marco Legal y Estable
MW	Megavatio (medida de potencia)
NETA	New Electricity Trading Agreements (nuevos acuerdos para el comercio de electricidad)
OMEL	Compañía Operadora del Mercado de Electricidad
OTC	Over The Counter
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interior Bruto
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
SEC	Securities and Exchange Commission (Comisión del Mercado de Valores de los EE UU)
TIEPI	Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada
TSO	Transmission System Operator (operador integral del sistema de transporte)
UE	Unión Europea

## **Regulación para la competencia en el sector eléctrico español. Balance y propuestas de reforma**

**Luis Atienza Serna**

Ex Secretario General de la Energía

**Javier de Quinto Romero**

Profesor agregado de Economía.  
Universidad San Pablo-CEU

Este trabajo presenta para el debate y justifica una serie de propuestas de modificación del modelo regulatorio y de organización de la competencia del sector eléctrico español.

Con el fin de poner en perspectiva y razonar dichas propuestas, se realiza un breve análisis de la evolución en las últimas dos décadas, se explica con brevedad el modelo por el que ha optado el gobierno del PP a partir de 1996, y se sintetizan los aspectos positivos y negativos que hoy parecen aflorar.

De todo ello, y de las condiciones que imponen las actuales y futuras directivas de la UE, los autores pretendemos resaltar las bases y elementos del actual modelo que creemos deben permanecer (y que son bastantes) y, por otro lado, las propuestas de cambio (que también son numerosas), que se someten al lector y que se sintetizan, tal vez demasiado telegráficamente, en el último capítulo.

En aras a hacer más legible este trabajo, los autores no hemos profundizado en aspectos explicativos tales como los modelos regulatorios previos (MLE y LOSEN) y el modelo enmarcado por la vigente LSE, o aspectos más teóricos sobre modelos alternativos para organizar la competencia en generación, de tarificación por uso de redes, de remuneración a los propietarios de redes, o de gestión de redes.

Tampoco nos hemos extendido en valorar experiencias internacionales relevantes, en parte por no hacer demasiado extenso el trabajo y en parte porque tales comparaciones no son demasiado extrapolables a España, aunque sin duda hay lecciones de las que aprender.

No obstante en la bibliografía se ofrecen algunos textos en los que estas y otras cuestiones pueden ser ampliadas.

Tal vez porque sería una discusión un tanto escolástica, los autores optamos por no pronunciarnos explícitamente acerca de si estamos planteando un nuevo modelo o sólo reformas, eso sí de profundo calado, en un modelo como el español que en sus líneas generales parece vigente no sólo en la UE sino en muchas otras latitudes.

De entre las diversas propuestas que se formulan es oportuno destacar las siguientes:

- Nueva organización bilateral del mercado mayorista con un *pool* no obligatorio, como mecanismo de ajustes y eliminación de la “garantía de potencia”.
- Mantenimiento del procedimiento de diferencias para la recuperación de CTC, y el acortamiento del periodo de recuperación hasta el final del año 2007.
- Desarrollo de mercados financieros.
- Avanzar decididamente en la integración con el mercado portugués.
- Establecer un límite, flexible en función de ciertos parámetros, a las cuotas de mercado de generación de en torno al 30%.
- Segregación accionarial entre generación y distribución.
- Hacer perfectamente simétricas las tarifas de acceso de la tarifa integral y las del mercado, y que las tarifas recojan costes reales en la medida de lo posible, desapareciendo progresivamente las subvenciones cruzadas hasta ahora existentes.
- Ampliación de la interconexión internacional, especialmente con Francia, que es la que garantiza la integración con un futuro mercado europeo.
- Valorar la aplicación de un procedimiento de subasta en caso de cuellos de botella en la capacidad comercial de la conexión internacional.
- Metodología tarifaria transparente y predecible, y fijación de las tarifas por parte de la CNE limitando las posibilidades de diferir ajustes devengados en un ejercicio (por ejemplo el déficit tarifario) a los dos ejercicios siguientes.
- Desarrollo de las energías renovables conforme a un plan. La concreción de qué proyectos se llevan a cabo y en qué plazo se debe determinar en una subasta competitiva (a la baja) de la subvención necesaria.
- Eliminación de trabas legales a la inversión extranjera en el sector.
- Dotar de mayores poderes a la CNE e incrementar su independencia.

## Introducción y objetivos para el sector

### El paradigma dominante

Desde principios de los años 90 ha ido ganando terreno en el mundo un nuevo modelo para la regulación eléctrica, basado en la segregación entre las actividades de transporte y distribución, que constituyen un “monopolio natural”, y la generación y comercialización que, con un derecho de acceso a las redes, pueden abrirse a la competencia (Khan, 1995, o bien Hunt & Shuttleworth, 1996).

¿Por qué competencia?

- a) Tal vez es el mejor incentivo, pero no el único, para controlar los costes de capital y de operación.
- b) Es un excelente incentivo para favorecer la innovación tecnológica y la búsqueda de ventajas (Viscusi, Vernon & Harrington, 1995).
- c) En un entorno competitivo, los consumidores no debieran asumir errores de los gestores de las empresas.
- d) El nivel de los precios se aproxima al coste marginal, si bien, en el caso de la electricidad, son muy distintos los de corto y largo plazo.

En todo caso, pasados más de 10 años, podemos concluir que muchas experiencias han encontrado importantes dificultades, llegando en algunos casos incluso a ser traumáticas, y es que los modelos por los que se opta (sean estos competitivos o no) suelen adecuarse correctamente durante los primeros tiempos pero, pasado un número de años, se evidencian efectos no deseados, disfunciones o distorsiones, que afectan tanto al diseño del modelo como al proceso de transición, que primero aconsejan la revisión de muchos parámetros del modelo, para finalmente dar paso a un modelo nuevo.

La investigación que ahora se presenta pretende realizar un balance del proceso de introducción de competencia en el mercado eléctrico español llevado a cabo en los

últimos años para, a partir de las experiencias, tanto española como otras comparadas, elaborar unas propuestas de reforma que fortalezcan y consoliden un modelo de regulación para la competencia en beneficio de los consumidores.

La teoría no indica formas óptimas de regular y organizar un sector (o subsectores) en cualquier lugar y circunstancia, sino que cada país hace su propio “traje a medida” regulatorio, en función de las experiencias pioneras, la estructura empresarial, las características y circunstancias del sector (tamaño que permita un número suficiente de competidores, aprovisionamientos, estructura de la demanda, limitaciones en la oferta...) y opciones de carácter político (Fernández Ordóñez, 2000).

El objetivo de esta investigación es:

- Señalar aquellos aspectos que continúan siendo válidos en el modelo, y proponer los cambios para favorecer una competencia efectiva.
- Reducir poder de mercado.
- Establecer mecanismos para incorporar objetivos de política energética (calidad y seguridad de suministro, diversidad de energías primarias y tecnologías, medioambiente).
- Dar por finalizado de forma razonable el eterno “proceso de transición a la competencia”.
- Garantizar la coherencia entre las regulaciones eléctrica y gasista.
- Establecer un procedimiento que garantice transparencia, consistencia y predictibilidad, minimizando el riesgo del cambio regulatorio.

La regulación debe ser estable pero no estática. Debe responder a cambios en las condiciones macroeconómicas, las necesidades de los demandantes, las condiciones de la oferta o las posibilidades tecnológicas. Pero los cambios regulatorios deben ser razonables, progresivos y, en la medida de lo posible, predecibles. Los agentes deben tener la capacidad de valorar el riesgo regulatorio, especialmente en sectores como el energético, en el que el factor clave del éxito es la inversión y los periodos de maduración son largos (Ariño y López de Castro, 1998).

## **Objetivos para el sector eléctrico**

Sin una clara definición de los objetivos que deben orientar la política energética, y la eléctrica en particular, no es posible avanzar en la definición de propuestas para el sector. Todo el mundo estaría de acuerdo en los siguientes:



- Suministro fiable, continuo y de alta calidad.
- Para todos los consumidores (servicio universal).
- A precios mínimos (lo más aquilatados posibles, y basados en costes reales), especialmente comparados con los de los países con los que competimos, en nuestro caso con la UE.
- Con el menor impacto medioambiental posible, y cumpliendo los compromisos internacionales asumidos por el país en esta materia.
- Manteniendo empresas sólidas y solventes, tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda.

El problema es que estos objetivos son parcial o totalmente contradictorios. La mayor fiabilidad y calidad implica mayores costes, y por tanto mayores precios. La internalización de costes ambientales implica también mayores precios. La solidez de las empresas históricamente se ha logrado a costa del consumidor.

Los actuales precios eléctricos españoles, en términos medios, se sitúan en una zona media o media-alta en la UE. Las características del parque generador y de la red no permiten pensar en precios muy bajos por diferentes motivos.

Por lo que respecta al parque de generación señalamos que:

- a) En su momento cometimos el “error nuclear”<sup>1</sup>, al igual que otros países de la UE, pero no todos.
- b) El coste del carbón nacional es elevado, y todavía una parte significativa del parque utiliza este recurso.
- c) El desarrollo de las energías renovables implica extracostes.
- d) La diversificación tecnológica del parque español tiene un coste, pero, al ser España un país muy dependiente de fuentes primarias de energía importada, también es un valor.
- e) Venimos de un sector bastante atomizado, por lo que no fuimos capaces de generar economías de escala (por ejemplo en los aprovisionamientos), o eficiencias (por ejemplo, construir centrales basados en una sola línea tecnológica).

---

<sup>1</sup> Las centrales nucleares se construyeron a costes marginales crecientes y los costes fijos no son de fácil recuperación.

Por lo que respecta a las redes, España es un país montañoso, con cierta dispersión de la población y de los consumos, y nuestro tradicional sistema de “tarifa única”, que tiene claras ventajas de equilibrio territorial, no ha incentivado la concentración de consumos y la optimización de la red.

## 1. Antecedentes

El sector eléctrico español ha conocido en los últimos 25 años un proceso similar al ocurrido en otros países de nuestro entorno.

A finales de los años 70 y principios de los 80, el sector español estaba bastante atomizado, ya que contaba con 11 compañías verticalmente integradas que atendían sus mercados con sus propios medios de generación, intercambiando únicamente sus excedentes, de forma bilateral. El grado de autorregulación del sector era elevado.

En esos años, el sector conoce un importante proceso inversor (centrales de carbón nacional y nucleares), como reacción ante las subidas del precio del petróleo de 1973 y 1979, ante proyecciones de la demanda que luego se revelaron como excesivas, con elevado endeudamiento sobre todo en moneda extranjera, en un entorno de alta inflación y tipos de interés crecientes.

A mediados de los 80 la cruda realidad se impone. El plazo de construcción de muchas centrales (especialmente nucleares) ha sido mucho mayor de lo previsto, lo que las ha encarecido, y aflora un exceso de capacidad generadora que se ha mantenido hasta fechas muy recientes. El peso de los gastos financieros en la cuenta de resultados de varias empresas, agravado por la depreciación de la peseta, se torna asfixiante.

La regulación eléctrica que se acomete a partir de 1983 trató, en los primeros años, de equilibrar la delicada situación económico-financiera de las compañías, caracterizada por una baja rotación de activos y una fuerte presión de los costes financieros en sus cuentas de resultados, haciéndolo compatible con una evolución tarifaria razonable (por debajo del IPC, y manteniendo las tarifas españolas en torno a la media de los países de la UE).

Hitos importantes en este proceso fueron:

- a) El PEN 83, que determina el final de las obras en varias centrales nucleares, la moratoria de otras y la financiación, vía tarifas, del coste financiero de dicha inmovilización.
- b) La Ley 49/1984, por la que se crea REE y, lo que es aún más importante, se define la explotación unificada del sistema.
- c) El RD 1538 de 11 de Diciembre de 1987 (Marco Legal Estable), que establece un nuevo

sistema de cálculo tarifario y una nueva forma de reparto interno de fondos en el sector, basada en un complejo sistema de competencia contra los costes estándares.

d) Un proceso de concentración empresarial y de intercambio de activos, constituyéndose cuatro grandes grupos empresariales: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico. El único grupo público, Endesa, comienza su proceso de privatización.

Pasado un cierto tiempo, cuando la crisis del sector se supera, en consonancia con un nuevo entorno nacional e internacional (relativa abundancia energética, cambios tecnológicos que permiten separar el suministro por fases diferenciadas, globalización, coste marginal de desarrollo inferior al coste medio de generación, importancia creciente de los ciclos combinados de gas, bajos tipos de interés) y una percepción social de nuevas necesidades (valor de la competencia y de la libertad de elegir para el consumidor, sensibilidad medioambiental, en particular por el calentamiento global, etc.), y con el debate en la Unión Europea sobre la creación de un mercado europeo de electricidad, se inicia un proceso de introducción de competencia en los segmentos del suministro que no presentan características de monopolio natural, mediante un proceso gradual, sensible con las circunstancias de la industria y de los consumidores.

Así, la Ley 40 de 1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, aprobada tras un laborioso y largo proceso de reflexión técnica, pretendía dar respuesta a esos cambios, a la vez que agrupaba una legislación hasta entonces dispersa. La LOSEN inicia un proceso evolutivo hacia la competencia a partir del MLE. Impone la segregación jurídica de las actividades eléctricas reguladas y en competencia, así como de las actividades no eléctricas; crea un organismo regulador independiente con gran capacidad de cálculo (CSEN); y plantea una transición a la competencia mediante un “sistema integrado”, en el que se introduce un mecanismo de subastas competitivas para la construcción de nueva capacidad, y un “sistema independiente” plenamente competitivo.

Paralelamente, progresaba la privatización parcial del grupo público Endesa, con el objetivo, sobre todo, de separar radicalmente los intereses empresariales de los del regulador.

Las circunstancias políticas reinantes a partir de 1995 impidieron el desarrollo reglamentario de la LOSEN pero, de alguna forma, la vigente Ley 54/1997 podría ser entendida como un perfeccionamiento de la LOSEN de 1994, toda vez que respeta muchos artículos de ésta, concreta la organización de un mercado en la generación, desarrolla el derecho a elegir suministrador de forma progresiva, empezando por los grandes clientes, y define un acceso regulado a la red.

No obstante, la Ley 54/1997 elimina la dualidad sistema integrado – sistema independiente, organizando a muy corto plazo la competencia en torno a un *pool* horario en el que compiten todas las tecnologías.

## **2. Las dificultades para lograr un sistema satisfactorio de competencia**

### **2.1 Sobre la competencia en general**

La competencia no es el resultado natural de la libertad de empresa. Muchas veces la instauración de mecanismos de mercado consiste únicamente en otorgar a las empresas mayores márgenes de libertad en cuanto a la entrada y la salida de la actividad, la fijación de precios, inversiones, etc...

Decía Adam Smith que “es raro que se reúnan personas del mismo negocio, aunque sea para divertirse y distraerse, y que la conversación no termine en una conspiración contra el público o en alguna estratagema para subir precios (...) La pretensión de que las corporaciones son necesarias para el mejor funcionamiento de una actividad no tiene ningún fundamento”<sup>2</sup>. Por ello es necesaria una política de defensa de la competencia.

En general todos los sectores económicos deben estar sometidos a ciertas reglas de juego. Cualquier mercado en el que se vendan bienes o servicios no encuentra la mejor solución competitiva en la ausencia de reglas de juego, ni en minimizar éstas. De ser así, la ausencia o escasez de reglas favorecería a los agentes más fuertes, que podrían tener comportamientos estratégicos, en detrimento de los más débiles, alejándose de la solución económica óptima.

Por otra parte, hay sectores que por sus especiales características (servicio público o esencial, monopolio natural, comercio de un bien estratégico, etc) requieren una especial atención a las reglas de juego.

### **2.2 La competencia en el sector eléctrico**

Los principales problemas de competencia en el sector eléctrico se refieren, por un lado,

---

<sup>2</sup> Adam Smith (1776), La riqueza de las naciones, Libro I, (De las causas del progreso en la capacidad productiva del trabajo y de la forma en que su producto se distribuye naturalmente entre las distintas clases del pueblo). Versión española: Alianza Editorial (1994).

a la relación entre las actividades que siguen siendo un monopolio natural (la gestión de las redes) y las que pueden ser prestadas en competencia, y por otro, al ejercicio de poder de mercado en estas últimas.

Una primera conclusión, de común aplicación a todos los sectores energéticos en competencia en todo el mundo, es la necesaria segregación entre los negocios de gestión de las redes y los negocios en competencia. Dicha segregación puede ser funcional, contable, jurídica o accionarial. Cuando más radical (accionarial), mejor para la competencia en el sector energético, toda vez que no hay posibilidad real de establecer redes paralelas a bajo coste, a diferencia de lo que ocurre en una parte importante de las telecomunicaciones.

La segunda conclusión es que debe evitarse que ninguna empresa tenga poder de mercado en los negocios en competencia. Las características técnicas y económicas del sector eléctrico implican que un mínimo poder de mercado tenga efectos muy negativos sobre la competencia. Entre estas características se encuentran:

- La energía eléctrica no se puede almacenar a gran escala. Los *stocks* son siempre una amenaza para todo competidor, toda vez que el producto almacenado puede evitar desequilibrios entre oferta y demanda. El almacenista, al sacar su producto al mercado, reduce los efectos del poder de mercado de las empresas dominantes. Esto en el sector eléctrico es imposible.
- La demanda es bastante predecible en el sector eléctrico. En otros sectores, los agentes desconocen la evolución de la demanda, y por tanto pueden equivocarse a la hora de decidir cantidades a producir y a ofertar, con el consiguiente efecto sobre los precios.
- Elevadas barreras de entrada y de salida. Las barreras de entrada se producen por las ingentes inversiones que se acometen (son sectores intensivos en capital), pero también por las innumerables licencias que se exigen y las dificultades de conexiones con la red.

Respecto de las barreras para la salida, nos referimos a los costes hundidos que las empresas han de afrontar en dos posibles situaciones. Una, cuando el coste marginal de desarrollo es decreciente, y por tanto las instalaciones más amortizadas compiten con ventaja. Otra, cuando algún operador establecido y de cierto tamaño hace alguna suerte de *dumping*.

- Conexión internacional escasa. Los estrangulamientos físicos que dificultan el comercio internacional de energía eléctrica se explican como herencia de una política energética que, con el argumento de la seguridad de suministro, abogaba por una autosuficiencia que beneficiaba a los monopolios nacionales. En España, como en la mayoría de los países, tenemos interconexiones pensadas para intercambios técnicos,

pero no para el comercio. El mercado de referencia pasa a ser nacional, y las restricciones de red pueden provocar que sea incluso inferior al nacional.

- Demanda altamente inelástica al precio. Existen segmentos del mercado donde la demanda siempre será inelástica (los consumidores domésticos o los servicios), pero hay otros consumidores que pueden aumentar o disminuir su consumo en función de los precios. Para que esto ocurra, se necesitan ciertos instrumentos. Pero cuando no hay competencia no aparecen dichos instrumentos, que no son sólo físicos (contadores), sino también financieros o contractuales.
- Conocimiento de los costes del resto de los agentes. En electricidad, y en menor medida en gas, las medianas y grandes empresas conocen la curva de costes de sus competidores y, mediante modelos, predicen con bastante fiabilidad sus conductas.

La liberalización, entendida como la libertad de las empresas para entrar y salir del sector y la progresiva ampliación del derecho a elegir suministrador por parte de los consumidores, es condición necesaria pero no suficiente para que haya competencia.

Por todo ello, para que exista un razonable grado de competencia real en el sector eléctrico es necesario perseverar en los siguientes puntos de forma simultánea:

a) Segregación radical de los negocios de red y los negocios en competencia. De no hacerse, se estaría generando una situación de información asimétrica, de forma que, entre otros problemas relacionados con la competencia, las empresas integradas verticalmente conocerán mejor a los clientes de su propia red que las empresas competidoras. Además, la empresa integrada tendrá ventaja al conocer los planes de sus competidoras, pues éstas demandan con antelación el uso de las redes. Por otra parte, si se niega o dificulta el acceso a la red, o se da una calidad baja, se dificulta la captación de clientes por los competidores.

b) Vigilar y evitar interacciones verticales anticompetitivas. En general, la integración vertical de actividades en competencia posibilita vaciar de margen algunos segmentos del suministro y aflorar en otros dicho margen. La actual integración vertical de las compañías eléctricas tradicionales supone una considerable barrera de entrada al negocio para nuevos entrantes.

Las principales son:

- Generación – comercialización: tiene un elevado riesgo comercializar más allá de la capacidad de generación, si el mercado de generación no es competitivo.
- Comercialización – distribución: el distribuidor puede influir decisivamente en la decisión del consumidor.

- Generación – transporte / distribución: se puede dificultar el acceso de la generación al mercado.
- Transporte – distribución.
- Aprovechamiento – generación.

c) Un desarrollo adecuado de la red y un sistema de tarifas (lo más baratas posible) de acceso no discriminatorio y transparente. Como consecuencia de las congestiones en la red de transporte, el mercado “relevante” se restringe a la zona que ha quedado aislada. Por tanto, el número de operadores queda reducido sustancialmente porque los operadores que quedan al otro lado de la congestión dejan de competir con los aislados.

d) Una oferta excedentaria suficiente y un mercado con liquidez. Al acercarse la potencia eléctrica ofertada a la demanda en un momento determinado, aumenta el poder de mercado de los oferentes, que pueden obtener sustanciosos beneficios retirando cantidades mínimas de su oferta.

Por tanto pueden aparecer problemas debidos a infra-inversión. Se trata del problema opuesto a lo que sucede cuando existe un monopolio regulado con fórmulas clásicas de remuneración con arreglo al coste del servicio (“efecto Averch-Johnson”).

e) Una mínima concentración horizontal tanto en generación como en comercialización. La concentración de la oferta es un primer indicador de que pudiera haber ejercicio de poder horizontal de mercado.

Ha de entenderse que existe poder de mercado cuando una empresa es capaz, de forma autónoma, de elevar sus precios por encima, o reducir su producción por debajo, del nivel competitivo del mercado, y de esta forma aumentar su beneficio, y efectivamente lo hace.

Con alta concentración horizontal, las posibilidades de las empresas de generar situaciones en las que puedan ejercer con facilidad su poder de mercado son muy grandes.

f) Minimizar las barreras de entrada y salida y homogeneizar la información disponible en el mercado (hacer contestable el mercado).

Un mercado es perfectamente contestable si está completamente abierto a nuevos competidores potenciales.

En general estos mercados tienden a funcionar con un margen precio / coste marginal nulo, cumpliendo de esta manera con un óptimo de Pareto. Este resultado es, sin duda, de aplicación a los mercados perfectamente competitivos.



En cualquier caso, lo novedoso de la teoría de los mercados contestables es que, para obtener este resultado (comportamiento en el largo plazo como si de mercados de competencia perfecta se tratase), no se requiere que exista un gran número de competidores en el mercado. Se ha demostrado que una condición suficiente para ello es que existan dos (o más) empresas en el mercado (Baumol, Panzar y Willig, 1982).

Según Clarke (1985) “en algunos mercados, de hecho, la perfecta contestabilidad puede constituir un supuesto razonable. El factor determinante es que las nuevas empresas tengan la percepción de que no existen costes específicos asociados a la entrada y salida, esto es, que cualquier inversión en planta o en otros activos es recuperable al salir (una vez descontada la depreciación)”.

Ahora bien, hay casos en los que “la entrada requiere una inversión inicial que resulta parcialmente irreversible y que, por tanto, implica un coste hundido no recuperable. En estos casos los mercados no son perfectamente contestables y el impedimento a la entrada hace de nuevo su aparición” (Clarke, 1985).

En cualquier caso, según Baumol (1982) “debe quedar claro que los mercados perfectamente contestables no abundan en el mundo real en mayor medida en la que lo hacen los mercados perfectamente competitivos, si bien hay una serie de industrias que se aproximan sin duda a la contestabilidad incluso cuando se encuentren muy alejadas de ser perfectamente competitivas” (Clarke, 1985).

En resumen, la teoría sugiere que debiera ponerse mayor énfasis en tratar de incrementar la contestabilidad, en lugar de simplemente prevenir el incremento de la concentración.

g) Lograr una mayor actividad por parte de la demanda. Para tratar de dotar de mayor elasticidad a la demanda, hay que facilitar fórmulas financieras y contractuales para que los consumidores puedan reaccionar ante variaciones del precio. Las formulas de cobertura de riesgo en mercados financieros pueden ser muy útiles. Pero los mercados de derivados exigen que en el mercado primario no haya manipulación por parte de los que tienen poder de mercado.

## 2.3 Consideraciones finales sobre la competencia

Algunas consideraciones finales relativas a este capítulo serían las siguientes:

- Aunque los mercados de competencia perfecta no existen, la introducción de competencia, siempre provista de reglas adecuadas a las circunstancias (mecanismos competitivos que deben incluir incentivos y desincentivos), es beneficiosa en casi toda circunstancia: maximiza la producción (es decir el bienestar social entendido como la su-

ma de excedentes del consumidor y del productor), y minimiza precios para el consumidor al aproximar éstos al coste marginal.

- La “prueba del nueve” acerca de si hay o no competencia efectiva viene de los consumidores y de cómo respondan a las siguientes preguntas:
  - ¿Encuentro varias ofertas (mínimo tres) de ofertantes serios y fiables?
  - ¿Puedo comparar estas ofertas entre sí para sacar conclusiones?
  - ¿Son ofertas diferentes en precio y en otras condiciones?
  - ¿Podré traer suministro físico a mis instalaciones? ¿Me lo permiten los costes de transacción?
- Pero, además de lo anterior, la forma más fiable de averiguar si hay competencia efectiva es contrastando si entran y salen con regularidad ofertantes en el mercado, y viendo si los consumidores cambian con cierta frecuencia de suministrador.
- Resulta relativamente más sencillo introducir competencia en mercados con fuerte crecimiento de la demanda que en aquellos con crecimientos vegetativos, aunque sólo sea porque se generarán menores resistencias por parte de las empresas establecidas, ya que se verán menos afectadas por la aparición de nuevos entrantes, dado el colchón que supone un crecimiento grande de las ventas del sector basado en mayor volumen, aunque bajen los márgenes.
- En cualquier mercado en el que todos los consumidores puedan elegir suministrador, deberán desaparecer las subvenciones cruzadas entre consumidores tipo que pudiera contener el sistema de tarifa integral, lo que en principio es algo beneficioso, aunque ello puede conllevar, en el caso español, efectos negativos en sectores industriales de cabecera. Pero para que ello sea posible debe existir competencia sin trabas en la comercialización.
- La introducción de competencia requiere resolver el problema de la internalización de los costes medioambientales, y de cómo compaginar la libertad de instalación y de elección de tecnologías y combustibles, con la diversidad de energías primarias y de tecnologías que requiere la seguridad de suministro.

## 3. El mercado eléctrico español

### 3.1 Elementos básicos del modelo

Los elementos básicos del modelo de introducción de competencia en el sector eléctrico español implantado en los últimos años son:

- Separación jurídica, aunque no accionarial, de las actividades reguladas (transporte, distribución y comercialización a tarifa, operador del sistema y operador del mercado) y las actividades abiertas a la competencia (generación y comercialización).
- Libertad de entrada a las actividades en competencia, incluida la libre elección de combustibles y tecnologías para la generación de electricidad.

La existencia de tal libertad implica que el Estado no debe ser responsable de la recuperación de la inversión que acomete cada agente en este tipo de actividades. En otras palabras, el consumidor no debiera pagar posibles errores en las decisiones de inversión de los agentes.

- Planificación vinculante de las redes de transporte de electricidad (y gas).
- Organización de la competencia en generación mediante un mercado instantáneo (en forma de *pool*, obligatorio en la práctica) al que acuden todos los generadores (por encima de un cierto tamaño), distribuidores (también por encima de una cierta dimensión), algunos comercializadores, y consumidores cualificados.

Retribución de la generación por el precio de la central más cara programada para cubrir la demanda, más garantía de potencia y servicios complementarios.

- Acceso regulado de terceros a las redes, lo que implica precios regulados por alguien que no sea el propietario de la red, fijación de unos estándares de calidad y fiabilidad y condiciones de acceso (y denegación del acceso) transparentes y predecibles, es decir, públicas y publicadas.
- Apertura gradual de la comercialización, plena a partir del 1 de enero de 2003.

- Tarifa integral y peajes de acceso (tarifa postal) únicos en todo el territorio nacional. Tarifas de acceso no exactamente simétricas para el consumidor en “el mercado” y para el consumidor en “tarifa”.
- Operador del sistema y operador del mercado independientes.
- Doble regulador: Dirección General de la Energía del Ministerio de Economía y Comisión Nacional de la Energía.
- Sistema de ayudas de transición a la competencia (CTC).
- Una multitud de “externalidades” que se repercuten sobre el consumidor.

### 3.2 Los grandes problemas del modelo

Anteriormente hemos hecho referencia a las dificultades de la introducción de competencia inherentes a las características específicas del sector eléctrico. En el caso español coexisten, con diferente intensidad, algunos de estos problemas. En particular queremos destacar los siguientes:

#### A) Incoherencia entre la estructura sectorial y el modelo regulatorio

Hace una década Michel Albert (1991) teorizaba sobre la existencia de dos modelos económicos: el capitalismo anglosajón, representado por los usos y costumbres económicos de los EEUU, frente al capitalismo renano, representado por Japón.

Cuando se examina lo que viene aconteciendo en el sector energético europeo, tiene uno la tentación de querer ver dos modelos claramente diferenciados: el “anglosajón”, cuyo máximo exponente es el Reino Unido, y el “continental”, representado por Francia.

El “modelo anglosajón” considera que el mercado relevante es nacional<sup>3</sup>, y consiguientemente quiere introducir mecanismos competitivos en aquellas fases del suministro que no presentan características de “monopolio natural”<sup>4</sup>, tanto en los sectores del gas como de la electricidad, al margen de lo que hagan otros países. Ello implica exigente segregación radical de negocios, libertad de contratación, dificultades para la concentración, alta competencia.

---

<sup>3</sup> Nos referimos a gas y electricidad, porque en petróleo el mercado relevante es internacional.

<sup>4</sup> En este caso nos referimos a altos costes de inversión y costes marginales decrecientes, por lo que la duplicidad de redes o inversiones o bien implica repercutir costes muy superiores al consumidor, o bien márgenes muy inferiores a las compañías.

Por el contrario, el “modelo continental” parece considerar que la unidad relevante de mercado es la europea y, dado que la interconexión entre países es todavía escasa, que no hay reglas comunes acerca de peajes internacionales y que no hay normas comunes demasiado precisas acerca de cómo organizar los mercados energéticos<sup>5</sup>, se opta por no introducir competencia real de momento, y fortalecer a las empresas nacionales, a la espera de que, en un mercado competitivo europeo, puedan hacer valer las economías de escala y de alcance derivadas de su tamaño. Ello implica integración vertical, elevada concentración horizontal, y múltiples mecanismos de retribución en manos del Gobierno.

En España, la evolución regulatoria parece resultado de la carencia de un modelo de sector que oriente su desarrollo en coherencia con la estructura industrial. El Gobierno no parece haber resuelto el dilema entre su discurso a favor de la competencia según el modelo anglosajón y el deseo de proteger una estructura sectorial con empresas con dimensión suficiente como para aspirar a convertirse en agentes relevantes en el futuro mercado europeo. Ello ha dado lugar a un proceso regulatorio espasmódico, que ha generado una gran incertidumbre en las empresas, la carencia de una línea clara sobre los proyectos de integración en el sector energético, una gran discrecionalidad del Gobierno en todas sus decisiones, y muy escasos progresos en la introducción de competencia efectiva en el sector.

## **B) Separación entre actividades reguladas y no reguladas**

La coexistencia de actividades reguladas y no reguladas en el mismo grupo empresarial distorsiona la competencia, al generar información asimétrica favorable a los grupos con actividades de distribución sobre los clientes y los planes de los competidores, puede estimular dificultades de acceso a las redes, y frenar su desarrollo y el de las conexiones internacionales.

Volveremos sobre ello en el capítulo 5.

## **C) Elevado poder de mercado**

La concentración de las tres cuartas partes de la generación en sólo dos empresas, con su reflejo en el control de algunas energías primarias y tecnologías, en particular la energía hidroeléctrica regulable; la escasa conexión internacional, que convierte al mercado peninsular español en el relevante a efectos de la competencia, impidiendo la competencia de las importaciones; las restricciones de redes, que restringen en muchas ocasiones aún más el ámbito geográfico del mercado, y la reducción de la capacidad excedentaria, para minimizar costes, pero con el efecto añadido de reforzar el poder de mercado de los

---

<sup>5</sup> A pesar de las Directivas 96/92/CE, sobre mercado interior de electricidad, y 98/30/CE, sobre mercado interior del gas.

generadores, no han conducido a una política activa para restringir el poder de mercado, ni a una reformulación de la organización del mercado de generación para hacerlo más coherente con la estructura sectorial existente.

El reconocimiento de costes de transición a la competencia a los generadores existentes, sin contrapartidas en términos de reestructuración sectorial para la competencia, ha añadido una barrera de entrada adicional para aspirantes a competir con los generadores existentes, sin haber conseguido reducir su poder de mercado.

## 4. Un primer balance, transcurridos cinco años

### 4.1 Evolución de las tarifas

El descenso de tarifas entre 1996 y 2001 (un 17% nominal y un 28% real) ha sido atribuido a la introducción de competencia en el sector eléctrico, como argumento de autoridad sobre los efectos beneficiosos de ese proceso. Pero la realidad es que se ha tratado de decisiones administrativas, completamente al margen del mercado (cuyo precio no ha dejado de subir desde su creación), posibilitadas por la reducción de más de 6 puntos en los tipos de interés, que abaratan los costes financieros de una actividad altamente intensiva en capital, y por la reducción de costes derivada de atender una demanda que ha crecido en ese período un 35 %, mientras que la capacidad de generación lo ha hecho apenas un 20%, la red de transporte apenas un 6% y la red de distribución menos del 4%.

La incoherencia entre las decisiones de descenso de las tarifas, adoptadas por razones de carácter macroeconómico y político, y la evolución en sentido contrario del precio del mercado de generación, unido a otros costes reconocidos a las empresas, ha conducido a una marcha atrás en el descenso de tarifas, y al reconocimiento de un “déficit tarifario” que implica el compromiso de su recuperación mediante subidas escalonadas de tarifas en los próximos ocho años.

Efectivamente, en la tarifa eléctrica para el ejercicio 2003 aparece un concepto novedoso, denominado “déficit tarifario”, valorado en torno a 1.500 millones de euros recuperables en siete años lo que, de momento, implica una subida tarifaria para los próximos años del 1,4%.

Dado el procedimiento de liquidación, este déficit aflora en las actividades reguladas. Es decir, se debe a que el precio *ex-post* habido en el mercado de generación ha resultado muy superior al precio previsto en la tarifa. En la liquidación, primero se detraen las externalidades (costes permanentes del sistema y costes de seguridad y diversificación), luego se liquida el mercado de generación, luego las actividades reguladas, para finalmente liquidar los CTC, que se utilizan como una variable de holgura.

La aparición de déficit en las actividades reguladas significa que no hay margen para recuperar CTC. Es reseñable que ese déficit es, aproximadamente, coincidente con el superávit en los ingresos de generación.

Dicho en otras palabras: el coste de la generación que se calcula para la fijación de la tarifa para todo un año es *ex-ante*, y el precio real resultante del mercado es otro. Esto no era muy importante en 1998 y 1999, toda vez que los CTC absorbían las diferencias, pero esto ya no ocurrió en 2001 y 2002.

En el sistema de MLE vigente desde 1988 hasta 1997, se reconocían unas desviaciones tarifarias (por motivos que no tenían que ver directamente con la gestión empresarial) que se arrastraban, cualquiera que fuera su signo, al ejercicio siguiente. Ahora el déficit tarifario sí tiene que ver con la gestión empresarial, toda vez que no es sencillo encontrar una clara correlación entre la evolución de los costes variables y el superávit de ingresos de la generación, lo que seguramente denota un mal funcionamiento del mercado de generación, y además la recuperación se difiere en varios ejercicios.

Por ello, además de las necesarias reformas que demanda el mercado de generación, resulta relevante desarrollar una metodología para el cálculo de la tarifa integral que objetive posibles desviaciones de costes (que no de precios) en la generación. En la medida en la que sea altamente satisfactorio el comportamiento competitivo del mercado de generación, debiera producirse una gran correlación entre el movimiento de costes e ingresos, lo que supondría una larga vida para esa metodología.

## 4.2 Irrelevancia del mercado de generación

La Administración recela del mercado de generación para la fijación de tarifas, aprobando una senda para su evolución para los próximos ocho años al margen del precio del mercado de generación, en función de ciertas variables, con un mínimo y un máximo. Las empresas generadoras asumen tarifas “políticas” que no responden a costes de generación revelados por el mercado, como mal menor, porque reducen su incertidumbre y les permite recuperar los descensos de los últimos años, y no cierran la puerta a la reivindicación de subidas adicionales en el futuro.

Los potenciales entrantes en generación desconfían de un mercado manipulable, muy volátil, que no siempre refleja la evolución de los costes variables, y que provoca una gran incertidumbre sobre la rentabilidad de sus inversiones, que no padecen los generadores tradicionales, protegidos por los CTC y el reconocimiento de “déficits tarifarios”.

Los consumidores en general, y muy especialmente los que se benefician de subvenciones cruzadas, no desean vincular su factura a los precios de un mercado no competitivo, por lo



que ven la tarifa como refugio y mal menor, hasta que un mercado más competitivo o una mayor conexión internacional les permita aspirar a obtener beneficios de la liberalización.

Los comercializadores independientes, que no tienen generación propia, no encuentran espacio para su actividad, emparedados entre un precio de mercado muy poco predecible y fiable, y una tarifa que no cubre costes para una parte relevante de los consumidores.

El mercado de generación ha pasado a ser meramente indicativo, y el sector ha pasado a una situación particular en que no está ni liberalizado ni correctamente regulado.

### **4.3 Deterioro de la calidad y la seguridad del suministro**

El tiempo medio de interrupción del suministro (medido por el TIEPI), que había venido disminuyendo a lo largo de los años 90, ha aumentado más de un 36% entre 1998 y 2001, como consecuencia de la congestión de las redes y de la reducción del índice de cobertura de la demanda.

El margen de cobertura ha pasado en los últimos cinco años de 1,30 a 1,10. Ello es particularmente grave en un país con acentuados ciclos hidrológicos, reducidas conexiones internacionales, y con un parque creciente de generación eólica que proporciona una escasa garantía de potencia.

Sin embargo, la regulación ha emitido señales equivocadas al haber establecido una retribución por garantía de potencia que no tiene nada que ver con la cobertura de potencia, y cuyo importe, paradójicamente, se ha ido reduciendo al mismo tiempo que lo hacía el margen de cobertura.

Todos los nuevos proyectos de centrales de generación, excluido el régimen especial, son ciclos combinados de gas.

### **4.4 Aumento de la intensidad energética y eléctrica**

En los últimos seis años se ha producido un incremento importante de la intensidad energética, tanto por unidad de PIB como por habitante, lo contrario de lo que se producía en el conjunto de la UE. El consumo de energía eléctrica ha crecido un 6,1% anual entre 1996 y 2001, frente al 3,2% del período 1979-1995.

Faltan incentivos al ahorro y señales de precios. Se han suprimido los escasos programas de gestión de la demanda eléctrica.

Las diferencias en las curvas de carga pueden ser producidas por ciertos cambios en los hábitos de consumo de los clientes, como puede ser el incremento de los consumos nocturnos (cargar los teléfonos móviles por la noche o dejar el ordenador siempre encendido). Ha habido también incrementos notables en la demanda punta en áreas geográficas muy concretas (aire acondicionado, desarrollo turístico, etc.).

Un hecho preocupante, cara a la seguridad en el suministro, es que la demanda de potencia en las horas punta ha crecido aún más rápidamente que la demanda de energía (un 44% frente al 30% indicado en el último quinquenio), lo que viene a demostrar un uso de la infraestructura cada vez más ineficiente. Ello nos lleva a interrogarnos acerca de si los precios de electricidad por tipos de consumo transmiten una señal adecuada al mercado. A la par que crecía aceleradamente la demanda de potencia, las puntas de invierno y verano han tendido a igualarse.

#### **4.5 Una estructura empresarial de generación casi inalterable**

La venta de Viesgo por Endesa a la italiana ENEL (coincidente con la compra por parte de Endesa de activos de ENEL en Italia), y la aparición de Gas Natural en 2002, con apenas el 1% de cuota de mercado en generación eléctrica, son los únicos cambios en el mapa de la generación.

Los nuevos proyectos de centrales dibujan un escenario con escasas variaciones de la estructura industrial para los próximos años.

Apenas dos o tres proyectos de ciclos combinados (por unos 1.600 MW) independientes de los actuales operadores parecen poder llegar a materializarse. Y penden muchas incertidumbres sobre ellos. Parece que, con la excepción obvia de Gas Natural, los agentes generadores establecidos no están permitiendo que nuevos competidores irruman en el importante proceso de renovación del parque eléctrico que estamos empezando a vivir en España.

#### **4.6 Un mapa de comercialización estable**

El 70% del consumo de electricidad permanece en régimen de tarifa. Hasta 2002, sólo el 33% de los consumidores cualificados ha acudido al mercado. Y sólo dos consumidores han acudido directamente al *pool* desde su creación, y ello sólo de forma testimonial.

La comercialización independiente, ajena a los grupos eléctricos con generación y distribución, es irrelevante. Sólo Gas Natural, con casi un 4% del mercado liberalizado,

se apunta como un competidor potencial relevante. La cuota de fidelización, es decir, la retención del cliente que opta por el mercado, por los comercializadores del mismo grupo empresarial al que pertenece el distribuidor de la zona, es del 83%.

Las cuotas de participación en el mercado libre reproducen casi miméticamente las cuotas de distribución.

#### **4.7 Conexiones internacionales estancadas**

Nuestro país forma, con Portugal, una especie de “isla energética”, que sólo intercambia a través de los Pirineos pequeños porcentajes de sus necesidades eléctricas. España es también una isla gasista, eso sí, con mayor número de puntos de entrada<sup>6</sup>.

Las interconexiones internacionales representan un elemento importante para aumentar la seguridad del suministro eléctrico, principalmente, en condiciones normales. Además mejoran la estabilidad de la red y el mantenimiento de la frecuencia y de la tensión. También son un elemento esencial para los intercambios de energía que permitan una mayor competencia en los sistemas interconectados.

En cuanto a los períodos críticos, las interconexiones juegan un papel más importante en el área de regulación que en el de aportación de energía, ya que los períodos críticos suelen coincidir en los sistemas conectados.

La capacidad comercial de las conexiones internacionales es mínima. Y se mantiene la misma que hace seis años. Todo son buenos proyectos e intenciones, entre los que se encuentran los compromisos de la Cumbre de Barcelona, trasladados a la planificación eléctrica, de llegar al 10% de la demanda en 2005. Pero no hay un calendario claro para la ampliación de las interconexiones.

#### **4.8 Retraso en el logro de los objetivos medioambientales**

Si bien el Protocolo de Kyoto establece un compromiso de reducción de emisiones de gases con efecto invernadero del 8% respecto al nivel de 1990, el reparto interno acordado por la UE permite a España un incremento de las emisiones del 15% entre dicho año

---

<sup>6</sup> Posiblemente, en el caso del gas la analogía con una isla no es del todo acertada. Más bien somos un pozo o un sumidero, porque, si bien estamos relativamente bien conectados para importar, no lo estamos para exportar.

base y el periodo de compromiso (2008-2012). En 2005 comenzará a funcionar un sistema de ajuste basado en permisos de emisión (*permits*), que no son transferibles, y unos derechos de emisión (*allowances*) que sí lo son. En España está a punto de comenzar un Plan Nacional de Asignación.

El incremento de emisión de CO<sub>2</sub> entre 1990 y 2000 ha sido del 33,7%, lo que quiere decir que vamos en torno a 18 puntos por encima de la (creciente) senda correspondiente a nuestro compromiso. Las emisiones correspondientes al sector energético han crecido entre 1990 y 2000 un 35%.

Todo ello significa que, en los próximos años, la generación eléctrica española en su conjunto se verá profundamente afectada objetivamente por el esfuerzo reductor que ha de acometer, y existe el riesgo de la subjetividad en la asignación de derechos, que inicialmente se producirá gratuitamente y de forma administrativa.

La Comisión de la UE podría, en un futuro muy próximo, ampliar bien los sectores bajo control, bien nuevos gases.

En lo que se refiere a emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, el ritmo de reducción en el sector eléctrico está de acuerdo con lo previsto, sobre todo por la reducción en el uso del carbón nacional y su sustitución por gas natural, y por la introducción de tecnologías más limpias en la combustión del carbón.

#### **4.9 Elevada incertidumbre regulatoria**

En los últimos años hemos venido asistiendo a fijaciones arbitrarias de tarifas o de retribuciones por garantía de potencia, sin metodología conocida para su determinación; al establecimiento de ayudas de transición a la competencia con una metodología escasamente justificada, pero condicionadas al funcionamiento competitivo del mercado de generación; poco después a su modificación para convertirlas en un derecho de las empresas a cobrar una cantidad fija de forma incondicional, y finalmente a la vuelta al pago por diferencias; a cambios en las primas de las energías renovables, sin metodología para su fijación; a cambios en los criterios aplicables a los proyectos de concentración empresarial en el campo energético; a cambios frecuentes, de carácter legal o reglamentario, en condiciones básicas para el desarrollo de la actividad empresarial, siempre justificadas como históricos paquetes liberalizadores, que han terminado mostrando su irrelevancia para la introducción de competencia efectiva. El regulador no tiene ninguna confianza en el mercado que está configurando, y recurre a un parcheo permanente que genera un elevado riesgo regulatorio a las empresas.

Las reglas deben evolucionar, pero esta evolución debe ser predecible, y el proceso debe ser abierto y transparente.

#### **4.10 Unas empresas eléctricas fuertemente endeudadas**

Paradójicamente, un proceso de liberalización, que ha pretendido ser extremadamente cuidadoso en la protección de nuestros campeones nacionales, no ha impedido un fuerte incremento de su endeudamiento, en parte consecuencia de su estrategia de internacionalización y de diversificación, muy desequilibrado respecto de su generación de *cash flow*, lo que les ha conducido a una situación de debilidad financiera que limita su capacidad para afrontar un nuevo ciclo inversor como el que necesita el sector eléctrico español.

## **5. Lo que debe permanecer y cambiar en la regulación y en la organización de la competencia**

### **5.1 Fundamentos que deben permanecer**

#### **A) La necesaria diversidad de energías primarias y de tecnologías**

Tenemos en España pocas reservas energéticas explotables. Carecemos prácticamente de hidrocarburos; nuestro carbón es, si no escaso, de baja calidad, y el potencial hidroeléctrico económicamente explotable está ya prácticamente desarrollado, sobre todo en lo que a grandes instalaciones se refiere.

Todas las energías primarias presentan ventajas y desventajas en términos de coste, medioambientales o de seguridad en su suministro.

A pesar de que en cada momento pueden aparecer unas opciones como mejores (en términos económicos, tecnológicos o ambientales) o como mejor aceptadas socialmente que otras, España, como país desarrollado energéticamente muy dependiente, debe mantener una estructura diversificada de aprovisionamiento energético y de tecnologías y combustibles de generación de energía eléctrica, acorde con esa dependencia, estableciendo los mecanismos regulatorios para conseguir ese objetivo.

En un sistema de mercado, el empresario busca las tecnologías más eficientes en términos de coste, y en estos momentos las turbinas de ciclo combinado de gas parecen ser tal opción. Pero no sería deseable, desde un punto de vista ambiental, político o de seguridad, que el 100% del parque térmico español fuera sólo de este tipo. Por ello, las energías renovables, el carbón nacional y otras deben tener un sitio en la generación. Pero somos conscientes de que (dado el actual grado de internalización de costes en el sector) la generación con estas otras energías requiere de subvenciones (más o menos explícitas) para no verse desplazadas del mercado.

No es sencillo encontrar el equilibrio. A menor hueco para el mercado, menor eficiencia y mayores costes de suministro, que afectan en cascada a la industria, a los servicios y a la renta disponible del ciudadano.

## B) Segregación del monopolio natural de las actividades en competencia

Los negocios de redes, y el sector energético lo es, presentan por lo general dos características básicas: son monopolios naturales (sólo en algunas fases del suministro) y son servicios públicos.

Por lo que respecta a las redes, creemos que la existencia de una red de transporte agrupada en una sola empresa, independiente de los agentes que operan aguas arriba o aguas abajo, que a la vez integre la operación técnica del sistema (lo que viene a llamarse el modelo TSO), es un valor muy positivo para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico en general.

En las fases del suministro que no presentan características de monopolio natural, cabe la introducción de mecanismos competitivos, que es lo que en casi todos los países desarrollados está teniendo lugar.

Ahora bien, como ya se dijo en un punto anterior de este trabajo, la teoría no indica formas óptimas de organizar la competencia en cualquier lugar y circunstancia, sino que cada país se basa en experiencias pioneras, su estructura empresarial y ciertas circunstancias del sector. A priori caben las siguientes alternativas generales, no necesariamente excluyentes:

- *Pool* (marginalista o con pago individualizado a cada oferta aceptada).
- Contratación bilateral (bien en OTC, bien de forma centralizada).
- Competencia contra un estándar prefijado (bien para la inversión, bien para los costes totales, todo ello con o sin un sistema de comprador único).
- Subasta de la energía producida.
- Segregación de un mercado para la energía y otro para la potencia, o bien un solo mercado que integre ambos conceptos.

En España se ha optado por un *pool* marginalista, obligatorio de hecho, apoyado en bastantes elementos regulados complementarios, con un sistema de “*price cap*” (precio máximo) de eficacia decreciente, que integra potencia y energía y envía una fuerte señal *spot* (a corto plazo y al contado) horaria.

Un poco más adelante se presentará una propuesta de reevaluación de esta opción, a la vista de los resultados acumulados en un quinquenio.

### **C) Responsabilidad del regulador en el aseguramiento de la cobertura de la demanda en cantidad y calidad**

Es inherente al desarrollo económico y al disfrute de un mayor bienestar que la electricidad vaya ganando terreno a otras energías finales. La comodidad y limpieza en su uso por un lado, y la automatización y robotización de muchos procesos industriales por otro, así lo explican, lo que conlleva a un incremento significativo en la intensidad del consumo eléctrico.

Para asegurar el suministro resulta fundamental determinar la capacidad de las instalaciones eléctricas necesarias, tanto en generación como en la red de transporte y distribución. Y hay que señalar que, en los últimos años, mientras que la demanda de potencia iba creciendo, la oferta no lo hacía en la misma proporción, de forma que el margen de cobertura ha ido disminuyendo hasta límites críticos.

Tras una etapa de sobrecapacidad en el sistema eléctrico español, se ha pasado a una situación de mínimos márgenes de seguridad, en la que es necesario acometer un nuevo ciclo inversor. España necesita incrementar la potencia eléctrica para atender unas necesidades de demanda crecientes. Las previsiones de planificación de la DG de la Energía del Ministerio de Economía así lo confirman.

### **D) Asegurar la neutralidad y el desarrollo de la red eléctrica**

Las redes eléctricas son el soporte físico del mercado (ponen en contacto oferta y demanda), siendo fundamentales para la seguridad y calidad en el suministro. Además, las redes facilitan la reposición del servicio, la gestión de excedentes regionales y facilitan la elección de emplazamientos. Para ello hay que realizar importantes inversiones en infraestructura, tanto en la red de transporte como en la de distribución, así como realizar un mantenimiento adecuado.

Que exista una red lo suficientemente mallada e interconectada es condición necesaria pero no suficiente para que haya mercado, de forma que todos los demandantes y todos los oferentes, siempre que compren y vendan a precios de equilibrio, puedan atender físicamente esa oferta y demanda. También la existencia de una red suficiente es condición necesaria para atender las obligaciones que se derivan del servicio público.

La red es el soporte esencial del mercado, pero no puede transportar energía sin límite a todas partes. La generación debe estar, en lo posible, distribuida acorde con la ubicación de la demanda para no favorecer la aparición de problemas en la gestión de la red.

En la actualidad la remuneración de las redes se basa en el cálculo de un montante inicial, revisable cada quinquenio, que se actualiza conforme a una fórmula  $IPC - x$ , habiéndose fijado ese factor en 1 para la red de alta tensión y 2 para la distribución, sin



que hayamos podido encontrar justificación suficiente para la elección de tales factores de eficiencia.

En cualquier caso, al margen del cálculo del montante inicial, que admite muchas alternativas, y a partir de una tasa de remuneración de esos activos, hay que señalar que, si bien las fórmulas IPC – x a corto plazo incentivan la búsqueda de eficiencias, a medio plazo ese incentivo se diluye. Por ello, proponemos que, además, la retribución para las compañías transportistas incluya incentivos económicos claros para minimizar la congestión.

La existencia de desequilibrios zonales entre capacidad de generación y demanda origina problemas de operación en la red. La red de transporte presenta actualmente problemas de saturación en períodos de alta demanda, habiéndose visto retrasado su desarrollo en muchos casos por el alargamiento de las autorizaciones administrativas. Los condicionantes medioambientales (ubicación de las instalaciones) y urbanísticos (competencia de las administraciones autonómicas y locales) han supuesto serias limitaciones a la hora de desarrollar estas infraestructuras.

#### **E) Planificación obligatoria de redes e indicativa en las actividades en competencia**

Es necesaria la planificación de la red, con carácter previo a la inversión efectiva, porque se trata de un monopolio natural, con discontinuidades (escalones) en su función de costes. Su desarrollo debe ser función de la generación y consumo del sistema, con un nivel de mallado adecuado al grado de seguridad y calidad de suministro buscados.

En un contexto de competencia en las actividades de generación y comercialización, la planificación y la consiguiente inversión en red eléctrica pueden afectar heterogéneamente a los agentes del sistema. Por ello, el responsable último de esta planificación debe ser el Gobierno.

La planificación debe:

- Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte.
- Proporcionar el plan de desarrollo de la red.
- Garantizar la homogeneidad en la calidad de servicio básica.
- Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red de transporte con las menores restricciones.
- Proporcionar coherencia global de la red, espacial y temporal.
- Contribuir a un desarrollo armónico e integrado de las infraestructuras.

Además, se considera necesaria una planificación indicativa en generación y comercialización, porque contribuye a reducir la incertidumbre de las inversiones que deben llevar a cabo los agentes.

#### **F) Fomentar la interconexión**

El carácter peninsular del sistema eléctrico español acentúa la importancia de reforzar las interconexiones internacionales que, con carácter general, han recomendado los organismos rectores de la UE a todos los países europeos.

A nuestro juicio, no sólo se trata de incrementar la capacidad comercial de tales interconexiones, especialmente con Francia, que es nuestro punto de conexión con el mercado europeo, sino de desarrollar un procedimiento transparente y objetivo, y a ser posible poco “administrativo” para la asignación de tal capacidad. Posiblemente una subasta anual.

#### **G) Existencia de una tarifa de acceso a redes y de una metodología tarifaria**

La fijación de precios regulados es inevitable cuando se produce una situación denominada de “monopolio natural”, normalmente en negocios de redes (reales o virtuales) donde se presentan altos costes de inversión, habitualmente servicios públicos (esto es, el propietario de la red no decide unilateralmente la expansión de la red y tiene la obligación de dar acceso y/o suministro), y que presentan costes marginales decrecientes, de forma que (siempre que no haya congestión) la entrada de un competidor pone en crisis a todos los ofertantes, salvo que aumenten los precios en gran cuantía, lo que perjudicaría al usuario.

La tarificación, bien sea entendida como Tarifa Integral o como Tarifa de Acceso a una red o instalación básica, ha de basarse en los siguientes principios generales:

- Objetividad y no discriminación.
- Transparencia.
- Simplicidad.
- Predictibilidad.
- Eficiencia y suficiencia económica.
- Eficiencia asignativa.

Objetividad significa que debe existir una metodología para el cálculo de la retribución por el bien / servicio ofertado, que recoja únicamente aquellos componentes de coste en

los que necesariamente se debe incurrir, y que no presente discriminaciones entre tipos de usuarios o tipos de proveedores del bien / servicio.

Transparencia significa que cualquier usuario, real o potencial, nacional o extranjero, debe tener total información de la metodología y de los importes correspondientes a tales costes. Para ello, la metodología y los precios tarifados deben ser públicos y publicados.

Predictibilidad significa que el grado de incertidumbre acerca de la vigencia de la metodología y de la evolución de los precios tarifados con relación a los costes sea mínima para cualquier utilizador del servicio o de la red, real o potencial, nacional o extranjero.

#### **H) Promoción razonable de las energías renovables y fomento del uso racional de la energía**

La intensidad en el uso de la energía primaria (consumo energético por unidad de PIB) sube en España mientras que baja, en general, en Europa. Otro tanto ha ocurrido en el sector eléctrico, ya que la intensidad de consumo eléctrico (indicador que mide el consumo de electricidad por unidad de valor añadido en el PIB) ha pasado de 0,325 kwh/euro en 1990 a 0,398 kwh/euro en el año 2000; es decir, este indicador ha tenido un crecimiento del 1,35% anual durante la década de los noventa.

Este aumento ha sido debido tanto a la orientación de nuestro crecimiento económico como a su ritmo, ya que el crecimiento del consumo per cápita ha sido muy importante, pasando de los 3.744 kwh/hab. en 1990 a los 5.365 kwh/hab. en el año 2000.

Para minimizar los impactos ambientales en el sector eléctrico hay dos aspectos básicos a considerar. Uno es la implantación de estrategias de ahorro y eficiencia eléctrica. Otro, el uso de energías alternativas poco contaminantes.

Las energías renovables en sus diferentes acepciones (eólica, solar, cogeneración, biomasa...) son muy buenas alternativas desde el punto de vista medioambiental. Las energías renovables, además, reducen el problema de la dependencia exterior, y son relativamente intensivas en empleo. Pero también presentan algunos inconvenientes, como son: la aleatoriedad de la fuente (la eólica y la solar, aunque algunos agentes sostienen que la eólica puede ser programable y predecible), por la que apenas proporcionan garantía de potencia; la heterogeneidad (sobre todo la biomasa); la estacionalidad, y la baja densidad energética (sobre todo la solar).

Las energías renovables necesitan de políticas decididas porque, si bien cumplen con holgura los anteriores condicionantes, por el momento no resultan competitivas frente a las fuentes de generación tradicionales. Dicho lo cual, hay que señalar que no es tarea sencilla calcular los costes totales de cada una de las fuentes de generación eléctrica,

porque requiere identificar y evaluar todas y cada una de las externalidades (que no son sólo las de carácter medioambiental).

En nuestra opinión, el enfoque sobre la necesaria introducción de este tipo de energías no se debe basar en el montante global de la subvención que reciben, ni en la que se determine para cada proyecto en cada momento.

Creemos que lo importante es que el Gobierno, desde la institución especializada correspondiente, el IDAE, debe definir un objetivo de nueva potencia renovable por tecnologías (Plan de EERR) y, en coherencia con dicho Plan, asignar anualmente esa inversión (hasta el límite deseado), de forma competitiva, a aquellos proyectos que menor subvención soliciten.

En cada momento el Gobierno debe encontrar un equilibrio razonable entre producción eléctrica procedente de fuentes renovables y coste del suministro, considerando que, según van pasando los años, la potencia instalada de este tipo de fuentes va siendo mayor, aunque sin duda no hemos llegado al límite deseable, y que el costo marginal de desarrollo decrece, lo que significa que las nuevas instalaciones que se incorporan serán cada vez más eficientes desde una perspectiva técnica y económica.

## 5.2 Cambios en la regulación y en la organización de la competencia

### A) Cambios en la forma de organizar la competencia en generación

Creemos que deben evaluarse con detalle los resultados del *pool* español. El Protocolo Eléctrico de 1996 preveía una valoración del modelo (lo que sin duda debe incluir tal valoración de resultados del *pool*) transcurridos 4 años (a partir del 1.1.98), cosa que por el momento no se ha producido, al menos de forma pública y transparente.

Los precios del *pool* español son de los más elevados de la UE (Second benchmarking..., 2002) (no los precios al consumidor final, que incluyen otros elementos regulados).

La señal de precio eléctrico en España viene de este *pool*, obligatorio en la práctica. Hay dos aspectos regulatorios que han limitado tanto la volatilidad como la evolución alcista de los precios:

- La garantía de potencia, que es un pago regulado.
- Los CTC (por diferencias), que constituyen un pago regulado que contiene un claro incentivo para que el mercado marque el “precio objetivo”, establecido en 6 ptas / kwh.

Al igual que ha ocurrido en otros *pools*, los precios resultan “razonables” siempre y cuando existan intervenciones, más o menos sofisticadas, que lleven los precios hacia un “nivel deseable”. En el caso inglés, el regulador llegó a establecer directamente un *price cap*.

Además, “el mercado mayorista y las instituciones relacionadas con el transporte necesitan prestar más atención a las cuestiones relativas a la inversión en el largo plazo” (Joskow, 2002).

Efectivamente, la señal recibida es “cortoplacista” y seguramente insuficiente para que los agentes perciban con claridad la necesidad de nueva inversión.

Pero hay un segundo problema: los elementos regulados que acompañan al *pool*, pasado un cierto tiempo, tienen un comportamiento poco racional.

Comencemos con la “garantía de potencia”, nombre seguramente desafortunado, porque se trata más bien de un pago por capacidad disponible en los períodos críticos. Se paga este concepto con base en la disponibilidad real de los grupos térmicos y a la histórica de los grupos hidráulicos (lo que no es una buena señal para reservar agua para cuando más se necesita). En otros mercados eléctricos no hay pago por este concepto (California o el NETA inglés). Aunque su carencia implica altas volatilidades de precios y grandes incertidumbres para los agentes en períodos críticos, el desarrollo de mecanismos financieros adecuados puede paliar esa volatilidad.

En el caso español, no tiene sentido que el pago por garantía de potencia haya ido disminuyendo a la vez que lo hacía el margen de seguridad del sistema. Transmite, con ello, una señal inadecuada al mercado. En el caso de seguir optando por un sistema en forma de *pool* de generación, este mecanismo debe ser profundamente repensado, o incluso desaparecer, siempre que se desarrolle adecuadamente la relación contractual bilateral.

Y sigamos por los CTC. A medida que las empresas han cobrado una cantidad relevante de lo que tienen derecho a cobrar, o a medida que se acerca el plazo final, transcurrido el cual ya no se cobran CTC, desaparece el incentivo a posicionar el precio cerca del “precio objetivo”.

Otra cuestión en contra de un *pool* marginalista que domine la formación de precios de toda la generación es que, si bien las instalaciones de elevado coste fijo presentan costes variables bajos (por ejemplo las centrales nucleares), y viceversa (por ejemplo las centrales de ciclo combinado de gas), no puede existir una simetría perfecta entre ingreso total (horas de funcionamiento multiplicado por precios) menos coste variable, de forma que todas las centrales recuperen el coste fijo (incluido un beneficio razonable).

Por ello, y ante cambios en los precios de los combustibles o en la demanda, aquellas empresas que poseen una cartera de generación diversificada, y especialmente si el compo-

nente hidráulico o gasista en ciclo combinado es significativo, cuentan con cierta ventaja en este tipo de mercado. En general se benefician todas aquellas instalaciones con mínimo coste de inversión.

Por otro lado, hay que señalar que, mientras que sea una sola empresa la que atienda la demanda marginal, al margen de lo que hagan otras empresas en el *pool*, esta empresa ubicará el precio donde mejor le parezca. Pero dejamos para más adelante el comentario sobre medidas que limiten el poder horizontal y vertical de mercado, y que rebajen, en la medida de lo posible, las barreras de entrada (y salida) y las enormes asimetrías de información existentes.

La cuestión ahora sería definir unas características generales sobre la organización del mercado y sobre la reevaluación del papel de las actuales instituciones (OMEL y Operador del Sistema principalmente).

Nuestras propuestas, en lo relativo a la organización de la competencia, son las siguientes:

- Potenciar decididamente la contratación bilateral, evitando, en la medida de lo posible, el riesgo real de escasa transparencia, inherente a este tipo de transacciones, por lo que nos inclinamos más por una organización centralizada que por una OTC, lo que implicaría un sistema de información centralizada al que tengan acceso todos los agentes del mercado, con las limitaciones debidas al secreto comercial.

Esto nos parece especialmente importante, toda vez que hace falta que los precios también envíen una señal de necesidades de potencia a medio plazo.

Como se dijo anteriormente, este mercado debe posibilitar la desaparición de la “garantía de potencia”. Debe estudiarse si, al menos en sus etapas iniciales, es razonable exigir a los ofertantes a plazo que cuenten con el soporte de una potencia real y disponible que exceda, en un determinado porcentaje, de sus compromisos en tal mercado: que la garantía de potencia sea física y verificable.

La existencia de un contrato bilateral a plazo no debe condicionar el despacho de energía, que debe seguir siendo central y peninsular.

- El *pool* debe permanecer, pero sin que sea obligatorio de facto, sino como mecanismo de ajuste de energía a corto plazo, realizándose las ofertas de cada central para un período de tiempo razonable (por ejemplo un mes), en lugar de poder ser variadas para cada hora. Se trata de que esa señal de precio sea complementaria a la señal bilateral a plazo.
- Diferenciar ofertas de energía en el *pool* de las ofertas para solventar restricciones técnicas: no hay ninguna razón económica para que una planta que está resolviendo reiteradamente algún tipo de restricción, presente una oferta (y sea remunerada con-

forme a esa oferta) muy superior a una planta de igual tecnología que se encuentra a poca distancia.

- Hacer perfectamente simétricas las tarifas de acceso de la tarifa integral y las del mercado, y que las tarifas recojan costes reales en la medida de lo posible, desapareciendo progresivamente las subvenciones cruzadas hasta ahora existentes.
- Las externalidades y los extra-costes de seguridad y diversificación del suministro deben ser asumidos por todos los consumidores de una forma proporcional.

## **B) Limitaciones al poder horizontal de mercado en generación y comercialización**

“Los mercados eléctricos competitivos pueden otorgar beneficios significativos si las reformas se implementan adecuadamente (...). Desregular, sin crear una correcta estructura de mercado en ese momento, puede implicar serios problemas en sus resultados. El diseño de la estructura del mercado, tanto mayorista como minorista, es crítico para lograr un buen resultado” (Joskow, 2002).

En España, cuatro compañías superan una cuota de mercado del 5%, frente a ocho en el Reino Unido, si bien en muchos países europeos hay sólo una (Francia, Grecia, Irlanda), dos (Bélgica) o tres (Portugal, Suecia, Dinamarca). Las dos primeras españolas ostentan conjuntamente más del 75%.

Adicionalmente, hay que señalar que la capacidad de interconexión internacional susceptible de ser utilizada para comerciar en España es del 4% de la potencia instalada, cifra similar a la del Reino Unido, y muy por debajo de la de cualquier otro país europeo (Portugal 30%, Alemania 11%, Francia 12%, Bélgica 25%) (Second benchmarking..., 2002).

Por todo ello, con el objetivo de limitar el poder horizontal de mercado, proponemos:

- Avanzar decididamente en la integración a corto plazo con el mercado de generación y comercialización portugués.
- Un drástico incremento de la capacidad de conexión transfronteriza para comerciar.
- Estudiar la posibilidad de obligar a subastar la energía de algunas centrales hidroeléctricas para períodos razonablemente largos (por ejemplo uno o dos quinquenios).
- Establecer un límite, flexible en función de ciertos parámetros, a las cuotas de mercado de en torno al 30%.

Obviamente no es sencillo obligar a desinvertir a empresas ya establecidas. Por ello, y para hacer compatible un número suficiente de competidores en generación con el

mantenimiento de la dimensión y de las economías de escala que permitan a las empresas competir en mejores condiciones en un futuro mercado europeo, proponemos, entre otras medidas, evaluar la utilización del mecanismo de subasta a largo plazo de parte de la energía de las empresas con cuota de mercado superior al límite asignado (*electricity release programs*), que podría vincularse a las autorizaciones de nueva capacidad de generación, o a la percepción de ayudas de transición a la competencia.

Ciertamente, este tipo de medidas no son de fácil implementación. En primer lugar, porque no es sencillo fijar un precio base o de partida. En segundo lugar, porque no es sencillo encontrar un diseño óptimo de esa subasta. Y en tercer lugar, porque pueden requerirse revisiones del precio pagado en caso de cambios significativos en ciertas variables objetivas, principalmente el combustible.

El poder de mercado en la generación eléctrica no es estrictamente cuestión de la cuota de mercado, sino también de la calidad del *mix* de generación que se dispone. En otras palabras, puede llegar a ser más interesante tener una cuota del 45% que del 50%, si el *mix* de generación lo componen exclusivamente centrales altamente competitivas, por ejemplo hidráulicas embalsables y de ciclo combinado de gas, bien ubicadas.

- Debe estudiarse la posibilidad de fijar *price caps* en determinadas circunstancias, por ejemplo en ciertas centrales que sean llamadas para atender servicios complementarios, o en ciertas horas pico, dadas unas circunstancias que debieran predefinirse.
- Debe estudiarse la posibilidad de establecer discriminación positiva hacia nuevos entrantes, bien a través de los programas de subastas para plazos razonablemente largos de parte de la energía producida por empresas con elevada cuota de mercado, las subastas virtuales de centrales antes mencionadas, bien facilitando los complejos trámites que hay que solventar para instalarse en España.

### **C) Límites al poder vertical de mercado en generación y comercialización**

Hay especialmente dos interacciones de índole vertical en el mercado eléctrico español poco deseables: generación – distribución y comercialización – generación.

La primera presenta el problema de que las grandes empresas toman el mercado prácticamente desde el lado de la oferta y de la demanda, por lo que, bajo ciertas circunstancias, pueden ubicar el precio del mercado donde les parezca.

La segunda, como ya se ha mencionado con anterioridad, implica que un comercializador que venda más allá de la cuota de generación que tiene, está asumiendo un fuerte riesgo por esas ventas, especialmente si existe y se ejerce poder de mercado en el pool.

Por todo ello, proponemos:



- Total independencia de REE de las compañías eléctricas, sean estas generadoras, distribuidoras o comercializadoras. Esta independencia podría articularse prohibiendo participaciones superiores al 1% en REE, al menos para agentes del sector eléctrico, y plena incompatibilidad de vinculación de los miembros del Consejo de REE con las empresas del sector.
- Igualmente, los agentes del mercado eléctrico no debieran participar en OMEL. No entendemos que OMEL sea una SA. Debiera ser una institución *non profit*, y ello al margen de que debe valorarse la posibilidad de que la gestión del mercado pueda integrarse con la operación del sistema.
- Proceder a una segregación accionarial entre generación y distribución, toda vez que la actual segregación jurídica es insuficiente.
- El desarrollo de un mercado realmente competitivo en gas natural resulta también indispensable para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico. En la actualidad, Gas Natural S.A. es generador y comercializador de electricidad, a la par que mantiene una posición de liderazgo en el mercado gasista. Dicho en otras palabras, aunque no es objeto de este trabajo examinar el mercado gasista, sus imperfecciones podrían contaminar al mercado de generación de electricidad.

En cualquier caso, queremos adelantar que las mismas consideraciones realizadas aquí para REE nos parecen de aplicación para Enagas.

Dicho lo cual, hay que señalar que tanto en España como en otros países, se producen movimientos conducentes a reestructuraciones tanto en los mercados como en empresas energéticas, que trascienden el sector eléctrico y que indican que se consolidan ciertos valores en la industria, mientras otros se diluyen o desaparecen. Y una tendencia que hoy parece imparable es la integración gas (en su vertiente *downstream*) – electricidad.

Efectivamente, en poco tiempo, el precio marginal del gas podría ser fijado bien por consumidores finales con capacidad a corto plazo de variar su alternativa energética, bien por empresas eléctricas con margen de reserva y un *mix* de generación variado. En la medida que esto ocurra de forma suficiente, se establecerá un arbitraje entre gas y electricidad que necesariamente integrará ambos mercados.

En el momento de redactar estas líneas, contamos con dos propuestas de integración en firme: Hidrocantábrico-Naturcorp y Gas Natural-Iberdrola y una posible entre Unión Fenosa y ENI (de momento una asociación para el negocio gasista). Sin duda ENEL-Viesgo (que llegó a la fase final en la privatización de Naturcorp) por una parte y Endesa, por otra, seguirán buscando profundizar en tal integración, solos o en asociación.

Si bien la tendencia a este tipo de integración es imparable y seguramente deseable, debemos fijarnos especialmente en tres cuestiones: el impacto de tales concentraciones en las actividades reguladas, el impacto sobre la competencia en los mercados (todavía poco integrados) de gas y electricidad y finalmente en la oportunidad que suponen estos movimientos para lograr una estructura sectorial más equilibrada y desconcentrada.

#### **D) Reducir barreras de entrada y asimetrías de información**

Resulta fundamental reducir barreras de entrada al mercado de generación, para así aumentar la contestabilidad del mercado. Las barreras de entrada son numerosas, pero destacamos:

- La dificultad y el tiempo que requiere la obtención de los diversos permisos para proceder a instalar una planta. En la medida en que se aceleren (y por tanto se abaraten) los trámites, sin menoscabo de las necesarias exigencias medioambientales, urbanísticas o de seguridad, se logrará mayor eficacia en el mercado eléctrico.
- Proponemos valorar la posibilidad de que cualquier agente del mercado pueda conocer las ofertas, tanto casadas como no casadas, transcurrido un plazo de tiempo más corto que el actual. Si se optase por fijar ofertas mensualmente, que estas pudieran consultarse a partir del día  $x + 45$ .
- Otro problema se deriva de que los agentes del mercado pueden conocer un precio de mercado *ex-ante*, que no necesariamente coincide con el precio *ex-post* que definitivamente pagan. Este riesgo debe ser paliado por algún tipo de información que pudiera distribuir el operador del sistema o del mercado.

Por otra parte, hay que tratar de incrementar la elasticidad de la demanda al precio, a pesar de que no es tarea sencilla. Un camino debe ser la promoción de competencia real a nivel minorista. No debemos resignarnos con una apertura formal a todos los consumidores, sino que éstos deben efectivamente poder ejercer su capacidad de elección, lo que debe conducir a cambios significativos de suministrador. Ciertamente, hoy los márgenes de comercialización minorista son mínimos y no animan a entrar en el negocio, pero puede que la integración vertical existente, junto a una regulación inadecuada al respecto, esté transfiriendo los márgenes aguas arriba.

#### **E) Desarrollo de mercados financieros**

Uno de los retos del mercado eléctrico español es el desarrollo de mercados a plazo (*forwards* y futuros). Ciertamente, en el sector eléctrico español los contratos bilaterales a plazo (*forwards*) no han tenido el desarrollo deseable, ni cuantitativa ni cualitativamente.

Algunas dificultades se derivan de la razonable desconfianza de ciertos comercializadores mayoristas, sin generación, a la hora de exponerse a la volatilidad de los precios *spot*. Otras surgen porque la tarifa integral marca un techo a tales contratos, lo que frena su expansión. La acepción “bilateral física” de tales contratos, que establece la actual regulación, perjudica asimismo su desarrollo.

La estandarización permite dotar de liquidez a estos mercados. Por el momento no está definida su organización, y las alternativas disponibles presentan ventajas e inconvenientes.

La utilización de mecanismos financieros novedosos en la compra-venta de electricidad presenta algunas ventajas que enumeramos a continuación.

- Suministran información sobre la estructura temporal de precios de la electricidad.
- Permiten fijar el coste de adquisición y/o el precio de venta de la energía eléctrica.
- Facilitan la realización de estrategias de cobertura para gestionar riesgos.
- Permiten comparar precios entre mercados, tanto los precios de las materias primas como los correspondientes a la electricidad al contado.
- Como consecuencia del último punto, se pueden hacer operaciones de arbitraje entre mercados.

#### **F) La tarifa al consumidor final**

La tarifa única (antes denominada tarifa tope unificada) es un fundamento clásico de la regulación española, no privativo del sector eléctrico. Entendemos como tarifa única aquella que no discrimina a los consumidores tipo en función del lugar del territorio en el que se ubican.

Podemos encontrar en la literatura varias justificaciones, siendo clásica para el sector eléctrico la de Fabra y Bartolomé (1985), con un razonamiento que nos permitimos sintetizar como sigue:

- a) Los emplazamientos de generación no son flexibles, sino que tienen que localizarse allí donde están las fuentes de suministro (las centrales de carbón a bocamina, las hidroeléctricas a pie de pantano...).
- b) Consiguientemente, los costes, tanto en la generación como en el consumo, no son homogéneos geográficamente.
- c) “Un ineludible principio de neutralidad exige un sistema de precios al consumidor

único y tope. Cualquier otro planteamiento implicaría la introducción de desequilibrios regionales de efectos sociales y económicos, con costes muy superiores a los posibles beneficios de una política realista en precios / costes por zonas geográficas” (Fabra y Bartolomé, 1985).

d) “En consecuencia, la Administración se encuentra obligada a desarrollar una política de precios basada en las tarifas unificadas” (Fabra y Bartolomé, 1985).

Las tarifas eléctricas integrales son únicas para todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades. La Ley 54/97 no les da el carácter de máximas, sólo habla de únicas. La Ley prevé suplementos territoriales en el caso de que las actividades eléctricas sean gravadas con tributos de carácter autonómico o local, cuya cuota se obtenga mediante reglas no uniformes. Y desde el 1 de enero de 2003, formalmente, todos los consumidores de gas y electricidad en España, pueden acceder al mercado.

Hay que señalar que, como no hay una tarifa específica para cada consumidor individual, sino que la tarifa se aplica a agrupaciones de consumidores que presentan algunas homogeneidades o características comunes, la tarifa ha de contener, en mayor o menor medida, subvenciones cruzadas tanto entre consumidores individuales, como entre grupos de consumidores. En otras palabras, es difícilmente evitable que unos consumidores paguen algo más de lo que efectivamente cuesta su suministro, y otros algo menos.

En España afrontamos el problema de que los grandes consumidores de electricidad continúan en la tarifa integral, seguramente porque contiene subvenciones cruzadas a su favor (los consumidores tipo G4 están pagando un precio total, no sólo por la generación, del orden de un tercio por debajo del precio medio del *pool*). Así pues, a medida que los consumidores sobrepagados vayan accediendo al mercado, se corre el riesgo de insuficiencia de ingresos tarifarios.

Este efecto se verá acelerado en la medida en la que los comercializadores, si se les permite ofertar libremente, vayan “descremando” el mercado.

Por todo ello, parece recomendable no hacer desaparecer la tarifa integral, ya que ésta es una opción para aquellos consumidores con menor poder de negociación, o que no quieran ejercer su derecho de elección de suministrador. Pero, a medida que el mercado se desarrolle, es posible que, explícitamente, todos los consumidores se vean obligados a financiar un eventual déficit, para el mantenimiento de las obligaciones del servicio público.

De esta forma, la tarifa integral sería cada vez más entendida como un contrato bilateral (anual o trimestral) entre los consumidores agregados con menos información y poder de negociación, que implícitamente delegan en una instancia superior, y las compañías eléctricas.

En cualquier caso, la tarifa debe ser sensible a la evolución de los costes. Hablamos hoy de costes, y no del precio en el mercado mayorista de generación, porque, hasta que no desaparezcan sus muchas imperfecciones competitivas, sería ingenuo buscar esa correlación y, por otra parte, porque la mayor parte de los componentes del precio eléctrico son regulados y no se forman con mecanismos de mercado.

Es importante resaltar que el único criterio válido para la fijación de tarifas, en cualquier sector, es la evolución de sus costes específicos y la razonabilidad de los resultados empresariales, y no la evolución de la inflación u otras magnitudes o razones de oportunidad que puedan ser coyunturalmente más importantes para el Gobierno.

Y a este respecto hay que señalar que en muchos otros países, a diferencia de España, la fijación de la tarifa, o al menos su propuesta, corresponde a un órgano regulador independiente.

### **G) Sobre la equidad territorial**

Si bien la tarifa única (a consumidor final) y la tarifa postal (en el uso de redes) tienen una gran aceptación social en España, y un gran respaldo político, hay que señalar bastantes argumentos en su contra.

La tarifa única es económicamente ineficiente en cuanto que el consumidor no percibe ningún incentivo para localizar sus consumos en aquellas zonas en las que el coste de la electricidad sea más barato.

Pero, salvo para algunos pocos consumidores en los que el *input* eléctrico sea una parte relevante de sus costes de producción (aluminio, acero, otras transformaciones metálicas), el coste de la electricidad no es un factor de localización relevante para la actividad económica.

Además, las diferencias de coste entre las zonas más caras y más baratas en España no serían demasiado grandes (calculamos diferencias del orden del 10%). Por otra parte, la mayor parte de los consumidores “sensibles”, casualmente están ubicados en zonas de momento “baratas” (norte de España).

Estos argumentos contrastan con la actual tendencia a que la tarifa sea cada vez más única, con más subsidios cruzados implícitos. Frente a dicha tendencia, la tarifa eléctrica podría distinguir entre la punta de Levante, que es en verano, y la del norte y Castilla-León, que es en invierno.

Es necesario replantearse en qué medida los necesarios mecanismos de reequilibrio territorial, propios de un país desarrollado y miembro de la UE, deben afectar a la correcta formación de los precios.

Hay que señalar que, con la introducción del mercado mayorista en generación (el 1.1.98), hay otro mecanismo que hace indiferente la localización geográfica de una central. Nos referimos a las señales que el sistema envía al ofertante y no al demandante o consumidor. Actualmente las pérdidas del sistema son prorrateadas entre todos los agentes del mercado, cuando podría haberse optado por algún sistema que permitiera identificar el nivel de pérdidas de cada unidad de producción, favoreciendo a aquellas unidades que produjeran menores pérdidas, lo que alteraría los precios relativos en barras de central de cada unidad ofertante.

La opción ejercida se justifica porque muchas de nuestras centrales (por la inflexibilidad en la ubicación de la que hablábamos antes) se encuentran bastante alejadas de las zonas de gran consumo (Madrid, el arco mediterráneo...) y resultarían penalizadas respecto de posibles nuevos entrantes, y para no alterar un cierto equilibrio o status quo tradicional en la generación española.

Pero eso pudiera haberse corregido identificando costes y beneficios hundidos (y legítimamente recuperables) entre centrales, con saldo cero mientras no hubieran aparecido nuevos competidores, y posiblemente con saldo a favor de las centrales tradicionales en la medida en que hubieran aparecido nuevas centrales.

En otras palabras, podría haberse optado por un sistema de precios nodales frente a precios únicos. No obstante, el óptimo depende mucho de la configuración de la red: en Argentina, con configuración lineal, los precios deben ser nodales; en España, con red bien mallada, existe cierta justificación para un mercado de punto virtual.

En resumen, proponemos que todos los consumidores y generadores reciban una clara señal acerca de su ubicación y las pérdidas que ellos producen en el sistema (lo que a la larga implicaría la desaparición de la tarifa única), para lo que habría que reconocer costes (y beneficios) varados (*stranded costs*) a aquellos que previamente estaban instalados.

Esto significaría que cada agente sabría cómo afecta al sistema en su conjunto, pero se produciría una redistribución de costes / beneficios varados que haría que las cosas siguieran como antes. Pero ese reconocimiento de costes / beneficios varados sería transitorio, por ejemplo durante una década, para luego desaparecer.

Obviamente los nuevos consumidores (por encima de un cierto tamaño) y los nuevos generadores recibirían esa señal desde el primer momento.

Finalmente, cabe señalar que, en la actualidad, las administraciones públicas regionales y locales no reciben una clara señal para favorecer el rápido desarrollo de proyectos. En cambio, si el consumidor de una determinada región deficitaria en energía o en redes pagase precios algo más altos que un consumidor en una región en la que ocurra lo contrario, la señal para tales administraciones públicas sería bastante nítida.

## H) CTC y otros diferimientos

Aunque el montante de los CTC a recuperar, su plazo y la forma de repercutirlos al consumidor han conocido bastantes variaciones desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico, hoy se ha vuelto al inicial cálculo por diferencias. Efectivamente, el RD Ley 2/2001 eliminó la “titulización”, es decir la afectación de un fijo 4,5% de la tarifa con el fin de garantizar una cierta recuperación de CTC.

A todos los efectos, el montante de CTC realmente recuperable cada año para las compañías es incierto, toda vez que depende del precio medio del mercado mayorista, de la demanda efectiva, y de la recaudación por otros conceptos, según la tarifa que fije el Gobierno.

Lo que de momento parece cierto es que el periodo de recuperación llega hasta el 2010, aunque no sabemos si entonces habrá sido posible que las compañías hayan recuperado el monto total de CTC vigente en la actualidad, que ha conocido reducciones desde el importe que inicialmente figuraba en la Ley 54/1997.

Los CTC son la variable de holgura, una especie de colchón que evita, hasta un cierto límite, la traslación de desviaciones (de cualquier signo) al ejercicio siguiente.

Los autores proponemos el mantenimiento del procedimiento de diferencias para la recuperación de CTC, y el acortamiento del periodo de recuperación hasta el final del año 2007, toda vez que una década parece tiempo razonable para terminar de amortizar los activos no competitivos.

Por otra parte, proponemos limitar las posibilidades de diferir ajustes devengados en un ejercicio (por ejemplo el déficit tarifario) a los dos siguientes, evitando de esa forma repercutir problemas de hoy en el consumidor del futuro.

## I) Reciprocidad internacional

Los autores no vemos ventajas, salvo la protección de una posición de privilegio o de dominio de algunas compañías ya establecidas, en las cláusulas denominadas de reciprocidad.

Es decir, si una empresa extranjera, sea esta pública o privada, en cuyo país no se compete, entra, bien directamente bien financieramente, en un mercado competitivo español, no dejará de ser un agente más que contribuirá a elevar el nivel competitivo del mercado, y por tanto a aproximar el precio al coste marginal, en la medida en que esto es posible en el sector eléctrico. Aunque se considere deseable presionar para que se abran a la competencia otros mercados eléctricos, ello no debe hacerse sacrificando los beneficios para la competencia de la entrada de nuevos agentes y penalizando con ello a los consumidores nacionales.

Si el funcionamiento del mercado es el correcto, y si las autoridades encargadas de velar por la defensa de la competencia son eficaces, este nuevo entrante difícilmente llegará a tener una posición dominante, y mucho menos podrá ejercer poder de mercado.

Por todo ello, proponemos la eliminación de las barreras legales existentes actualmente en este sentido.

## **J) El regulador**

Es importante para España (y así está ocurriendo también en otros países) la existencia y el buen funcionamiento de las que se vienen llamando Comisiones Regulatorias (regulen en mayor o menor medida), que por lo general son independientes y especializadas, con capacidad (al menos) de analizar, informar y opinar sobre el acontecer de sectores complejos, amén de poder arbitrar conflictos, mediar en situaciones de cierta complejidad técnica, e incluso (en una opción más atrevida) desarrollar la regulación, inspeccionar y sancionar.

Parece cada vez más imprescindible disponer de un cuerpo especializado (sin las grandes limitaciones que a veces impone la función pública), con un ciclo diferente al electoral que lo haga más independiente de las coyunturas políticas, y con una alta capacidad de cálculo que le libere del apoyo técnico interesado que los agentes del sector han prestado históricamente a los políticos para la toma de decisiones.

Es importante velar porque estas Comisiones sean independientes, es decir que no sean “capturadas” por sus regulados, y que, en la medida de lo posible, guarden una cierta independencia de criterio respecto del poder político. Pero también es importante que estén controladas por el Parlamento y por el conjunto de los agentes que son objeto de su interés. Una de sus tareas más importantes es velar por la transparencia del proceso regulatorio y la máxima participación en su gestación.

Las Comisiones pueden ser unipersonales o colegiadas. En todo caso, es importante que su composición conjugue preparación técnica y solidez política, con el fin de que pueda influir en el sector, en la Administración Energética y en la sociedad, más allá de lo que establezcan sus competencias. Es conveniente que su composición sea, además, expresión de la pluralidad social sobre la forma en que deben equilibrarse todos los intereses de su ámbito sectorial.

En España hay una sola Comisión para todas las energías, lo que es razonable, entre otros motivos, por economía de medios, coordinación más eficaz de actuaciones y creciente interrelación entre las distintas energías y sus mercados.

Dicho todo lo cual, los autores creemos que hay que reevaluar el papel jugado por la CNE. En un apresurado análisis cabe señalar como positivo que se ha creado un cuerpo asesor (con



cualificación y gran capacidad de cálculo) del Ministerio (que mantiene intacta su capacidad de iniciativa política y su responsabilidad sobre la política energética).

En el lado negativo, cabe señalar que esta comisión ni es reguladora, ni es independiente.

La Ley de Hidrocarburos creó la Comisión Nacional de Energía, y la define como “ente regulador de los mercados energéticos, teniendo por objeto velar por la competencia efectiva en los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos mercados y de los consumidores”.

Tan elevados objetivos e intenciones quedan drásticamente disminuidos desde el momento en que se enumeran detalladamente sus funciones, su capacidad para aprobar normas (sólo circulares interpretativas de normas del Ministerio), su capacidad inspectora y sancionadora (sólo puede elevar expedientes al Ministerio o a las CCAA), etc.

Por ello, los poderes de la CNE son menores incluso que los de la anterior CNSE, y sus funciones son más bien informativas, asesoras, propositivas... y escasamente legislativas o ejecutivas. Su papel co-regulatorio, como instrumento para impulsar la transparencia y la participación en el proceso regulatorio, ha quedado muy devaluado.

Su proceso de nombramiento no parece haber conseguido en todos los casos asegurar ni el conocimiento técnico, ni la solidez política, ni la independencia de criterio requeridos.

## 6. Recomendaciones resumidas

Las propuestas de cambio más reseñables que se han apuntado con mayor detalle en capítulos y puntos anteriores se sintetizan como sigue.

### 6.1 Cambios en el mercado mayorista de generación

- Nueva organización bilateral del mercado mayorista.
- *Pool* no obligatorio, como mecanismo de ajustes.
- Eliminación de la “garantía de potencia”.
- Posibilidad de fijar *price caps* en determinadas circunstancias tasadas y predefinidas.
- No aceptación de ofertas injustificadamente elevadas para resolver restricciones técnicas.
- Mantenimiento del procedimiento de diferencias para la recuperación de CTC, y el acortamiento del periodo de recuperación hasta el final del año 2007.
- Desarrollo de mercados financieros.
- Introducción progresiva de señales sobre la eficiencia de la localización tanto para la oferta como para la demanda.

### 6.2 Limitaciones al poder horizontal y vertical de mercado

- Avanzar decididamente en la integración a corto plazo con el mercado de generación y comercialización portugués.
- Establecer un límite, flexible en función de ciertos parámetros, a las cuotas de mercado de generación de en torno al 30%.

- Evaluar la utilización del mecanismo de subasta a largo plazo de parte de la energía de las empresas con cuota de mercado superior al límite asignado (*electricity release programs*), que podría vincularse a las autorizaciones de nueva capacidad de generación o a la percepción de ayudas de transición a la competencia.
- Discriminación positiva hacia nuevos entrantes, bien a través de los programas de subastas para plazos razonablemente largos de parte de la energía producida por empresas con elevada cuota de mercado, las subastas virtuales de centrales antes mencionadas, bien facilitando los complejos trámites que hay que solventar para instalarse en España.
- Total independencia de REE de las compañías eléctricas, sean estas generadoras, distribuidoras o comercializadoras. Esta independencia podría articularse prohibiendo participaciones superiores al 1% en REE para agentes del sector eléctrico, y plena incompatibilidad de vinculación de los miembros del Consejo de REE con las empresas del sector.
- Las mismas consideraciones realizadas aquí para REE deben ser de aplicación para Enagas.
- Igualmente, los agentes del mercado eléctrico no deben participar en OMEL. No entendemos que OMEL sea una SA. Debiera ser una institución *non profit*.
- Segregación accionarial entre generación y distribución.
- Que cualquier agente del mercado pueda conocer las ofertas, tanto casadas como no casadas, transcurrido un plazo de tiempo más corto que el actual.

### 6.3 Redes

- Hacer perfectamente simétricas las tarifas de acceso de la tarifa integral y las del mercado, y que las tarifas recojan costes reales en la medida de lo posible, desapareciendo progresivamente las subvenciones cruzadas hasta ahora existentes.
- Las externalidades y los extra-costes de seguridad y diversificación del suministro deben ser asumidos por todos los consumidores de una forma proporcional.
- Ampliación de la interconexión internacional, especialmente con Francia, que es la que garantiza la integración con un futuro mercado europeo.
- Valorar la aplicación de un procedimiento de subasta en caso de cuellos de botella en la capacidad comercial de la conexión internacional.

## 6.4 Tarifa integral

- Metodología tarifaria transparente y predecible, y fijación de las tarifas por parte de la CNE.
- Limitar las posibilidades de diferir ajustes devengados en un ejercicio (por ejemplo el déficit tarifario) a los dos ejercicios siguientes.

## 6.5 Otras medidas

- Desarrollo de las energías renovables conforme a un plan. La concreción de qué proyectos se llevan a cabo, y en qué plazo, se debe determinar en una subasta competitiva (a la baja) de la subvención necesaria.
- Eliminación de trabas legales a la inversión extranjera en el sector.
- Dotar de mayores poderes a la CNE e incrementar su independencia.

## Bibliografía

### Documentos básicos

MINER y empresas eléctricas (1996), Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional, Madrid.

Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, *BOE* 28.11.97.

RD 2016/1997 de 26 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, *BOE* 27.12.97.

RD 2019/1997 de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica, *BOE* 27.12.97.

Ley 40/1994 de 30 de diciembre de ordenación del sistema eléctrico nacional, *BOE* 31.12.94.

Directiva 96/92/CE del Parlamento y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, *DOCE* 30.1.97.

MINER, CCOO y UGT (Marzo 1997), Plan 1998-2005 de la minería del carbón y desarrollo alternativo de las comarcas mineras.

Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (2000), Contrato de adhesión a las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.

European Commission (2000), Explanatory Memorandum: Regulation on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity.

European Commission (2001), Explanatory Memorandum: Revision of the Electricity and Gas Directives.

International Energy Agency (2000), Energy Market Reform. Competition in Electricity Markets, Paris.

UNESA (varios ejercicios), Memoria estadística eléctrica, Madrid.

### Otra bibliografía

Albert, Michel (1991), *Capitalisme contre capitalisme*, París, Editions du Seuil.

Ariño, Gaspar y López de Castro, Lucía (1998), *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*, Madrid, Montecorvo.

- Atienza, Luis, de Quinto, Javier y Watt, Richard (2001), Análisis de los efectos económicos y sobre la competencia de la concentración Endesa-Iberdrola, Madrid, Instituto de Estudios Europeos. Universidad San Pablo – CEU.
- Averch & Johnson (1962), Behaviour of the firm under regulatory constraint, *American Economic Review*, 52, December.
- Baumol, William (1982), Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure, *American Economic Review*, 72.1.
- Baumol, W., Panzar, J.C. y Willig, R.D. (1982), Contestable markets and the theory of industry structure, Nueva York, Harcourt Brace Jovanovich.
- Clarke, Richard (1985), Industrial economics, Washington, Basil Blackwell.
- de Quinto, Javier (2001), En busca de un mercado competitivo de gas natural en España, Granada, Comares.
- Fabra, Jorge y Bartolomé, Juan Ignacio (1985), Sector eléctrico: reflexión sobre aspectos conocidos, *Economía Industrial*, n° 243.
- Fernández Ordóñez, Miguel Ángel (1997), El papel de la agencia reguladora independiente, *Economía Industrial*, n° 316.
- Fernández Ordóñez, Miguel Ángel (2000), La competencia, Madrid, Alianza Editorial.
- Hunt, Sally & Shuttleworth, Graham (1996), Competition and choice in electricity, Nueva York. Wiley.
- Joskow; Paul & Schmalensee, Richard (1983), Markets for power. An analysis of electric utility deregulation, Boston, The MIT Press.
- Joskow, Paul (2002), Electricity sector liberalization: lessons learned, Presentación en Oviedo, Mimeo.
- Kahn, Alfred (1995), The economics of regulation: principles and institutions, MIT Press, 6<sup>th</sup> printing, (Primera edición en 1970-71, Nueva York, John Wiley & Sons).
- Kasserman, David & Mayo, John (1995), Government and business, Orlando, The Dryden Press.
- Newbery, David (2001a), Regulating Electricity to ensure efficient competition, Department of Applied Economics, Cambridge.
- Newbery, David (2001b), Regulating Unbundled Network Utilities, Department of Applied Economics, Cambridge.
- Pérez Arriaga, José Ignacio (1997), Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica, *Economía Industrial*, n° 316.
- Salanie, Bernard (2000), Microeconomics of market failures, Boston, The MIT Press.
- Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (2002), Commission staff working paper, SEC, 1038, p. 15.

Selznik, P. (1985), Focusing organizational research on regulation, en Regulatory policy and the social sciences., R.G. Noll ed., University of California Press.

Shugart, W.F. (1990), The organisation of industry, Nueva York, Irwin.

Viscusi, W. K., Vernon, J. M. y Harrington, J. E. (1995), Economics of regulation and antitrust, Boston, MIT Press, 2<sup>nd</sup> edition.

## Documentos de trabajo publicados

1/2003. **Servicios de atención a la infancia en España: estimación de la oferta actual y de las necesidades ante el horizonte 2010.** María José González López.

2/2003. **La formación profesional en España. Principales problemas y alternativas de progreso.** Francisco de Asís de Blas Aritio y Antonio Rueda Serón.

3/2003. **La Responsabilidad Social Corporativa y políticas públicas.** Alberto Lafuente Féliz, Víctor Viñuales Edo, Ramón Pueyo Viñuales y Jesús Llaría Aparicio.

4/2003. **V Conferencia Ministerial de la OMC y los países en desarrollo.** Gonzalo Fanjul Suárez.

5/2003. **Nuevas orientaciones de política científica y tecnológica.** Alberto Lafuente Féliz.

6/2003. **Repensando los servicios públicos en España.** Alberto Infante Campos.

7/2003. **La televisión pública en la era digital.** Alejandro Perales Albert.

8/2003. **El Consejo Audiovisual en España.** Ángel García Castillejo.

9/2003. **Una propuesta alternativa para la Coordinación del Sistema Nacional de Salud español.** Javier Rey del Castillo.