

Capítulo **VIII**

Aspectos regulatorios

273 **¿Por qué la industria eléctrica ha estado siempre regulada?**

La energía eléctrica es un elemento básico tanto para el desarrollo de las actividades económicas de un país, como para el bienestar de sus habitantes. Por ello, la electricidad ha tenido siempre un carácter estratégico en todos los países y ha estado regulada por los gobiernos sucesivos. Esta regulación se instrumentaba, fundamentalmente, a través de políticas de planificación de los medios de generación y transporte y del establecimiento de la tarifa eléctrica.

Este modelo tradicional contribuyó a la creación, desde los años de la postguerra europea, de estructuras empresariales fuertemente estabilizadas y de actividades verticalmente integradas, abarcando todas las formas de producción, transporte, distribución y suministro de electricidad.

En este marco regulatorio, el estado solía dar a una empresa la concesión de un servicio público en régimen de monopolio, con la obligación de dar servicio a todos los peticionarios al menor precio posible.

Este modelo estructural de la industria eléctrica de la mayoría de los países comenzó a cambiar en los primeros años de la década de los noventa, cuando se ponen en marcha los procesos de privatización de las empresas públicas y de gradual liberalización

en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.

274 **¿Cómo ha evolucionado el marco regulatorio en España?**

La evolución del marco regulatorio en España ha sido muy parecida a la de la mayoría de los países del entorno europeo y, como hemos dicho, seguía las líneas fundamentales del modelo tradicional. Asimismo, la estructura empresarial del sector era reflejo de la evolución histórica que hasta el momento había vivido nuestro sistema. Podía resumirse, a grandes rasgos, esta evolución de la siguiente forma:

- En el año 1944 se creó Unidad Eléctrica, S.A. con el objetivo primero de desarrollar una red de transporte que permitiera unir los diversos sistemas eléctricos aislados que habían ido apareciendo en nuestra geografía. Después, en UNESA se coordinaba la explotación del sistema y se hacía la planificación de nuevos medios de producción, siempre bajo el modelo regulatorio tradicional, es decir, dentro de un marco regulatorio con fuerte intervención pública.
- La construcción de grandes grupos -sobre todo las centrales nucleares- en los años setenta y

ochenta exigió hacer grandes inversiones que sólo empresas de un determinado tamaño podían afrontar. Este hecho, unido a un entorno económico difícil (altos tipos de interés, costes elevados del petróleo, endeudamiento en divisas con alto riesgo de tipo de cambio, etc.), propició diversos procesos de concentración empresarial.

- El número de empresas eléctricas asociadas en UNESA en la década de los ochenta y primeros de los noventa era de aproximadamente una decena, unas de titularidad privada y otras de titularidad pública, estando integradas verticalmente todas las actividades del negocio en la mayoría de ellas.
- En los años ochenta se creó Red Eléctrica de España, de mayoría pública y participada por las empresas, responsable de la explotación unificada del sistema y de la actividad del transporte eléctrico.
- Por otra parte, la actividad de distribución se consideraba un servicio público y, como tal, era objeto de fuerte intervención por parte de las administraciones públicas.
- Por último, la complejidad técnica de diversas actividades para llevar a cabo el suministro hacía muy difícil la introducción de un mercado de electricidad liberalizado, como el que se está desarrollando actualmente. El acceso a terceros a la red, la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, el concepto de servicio público, etc., eran barreras para esta introducción. Gracias a los extraordinarios avances que en los últimos tiempos han logrado la informática y las telecomunicaciones, ha sido posible la liberalización en un mercado de millones de clientes con miles de kilómetros de líneas de transporte y distribución y centenares de instalaciones de generación.

Las principales características del marco regulador anterior al nuevo modelo liberalizador en desarrollo, se resumen de la siguiente manera:

- Remuneración de las distintas actividades según *costes estándares* reconocidos a las empresas titulares. Este método garantizaba a las empresas determinados niveles de recuperación de los costes fijos, aunque a muy largo

plazo, e incentivaba la eficiencia en las inversiones reales frente a los valores estándares como única vía para aumentar la rentabilidad del inmovilizado.

- Existencia de unas *tarifas únicas* fijadas con carácter anual que, como se calculaban en base a costes estándares, garantizaban la recuperación de la inmensa mayoría de los costes dado que se hacían correcciones a final de año para tener en cuenta las desviaciones que los diversos parámetros básicos (IPC, costes de combustibles, tipos de interés, ...) habían sufrido respecto las previsiones iniciales. Y estas desviaciones eran tenidas en cuenta en el cálculo de la tarifa del año siguiente. Esta normativa se conoce como *Marco Legal Estable*.
- *Planificación* centralizada de la nueva capacidad por parte de la Administración. Existencia de *Planes Eléctricos* dentro de la Planificación Energética Nacional (Planes Energéticos). De esta forma se conseguía asegurar el suministro de un servicio considerado estratégico.
- *Explotación* unificada y despacho centralizado limitado por consideraciones de política energética con reconocimiento de los costes reales de combustible. Existencia de un único agente capacitado -Red Eléctrica de España- para realizar intercambios internacionales de electricidad.

Desde el punto de vista de los consumidores, esta regulación presentaba unas posibilidades de gestión muy limitadas.

¿Qué era el Marco Legal Estable? 275

El *Marco Legal Estable* (MLE) fue el conjunto de normas que reguló, desde 1988 hasta 1997, la determinación de las tarifas eléctricas españolas. En él se detallaba la metodología que debía aplicarse para el cálculo del precio medio de venta de la energía eléctrica.

El MLE estaba basado en la asignación de valores estándares a cada uno de los costes a los que debían hacer frente las empresas eléctricas para efec-

tuar el suministro. De manera general, puede decirse que estos costes estándares serían los que, según la Administración, habrían tenido que afrontar dichas empresas si hubieran realizado una gestión razonablemente eficaz de sus recursos.

Así, el MLE recogía cuál era el valor estándar de cada una de las instalaciones de producción, transporte y distribución del sector eléctrico. Una vez establecidos estos valores, la Administración se comprometía a garantizar la recuperación total del mismo –actualizado a través del índice de precios y remunerado mediante la aplicación de una tasa de retribución– a lo largo de la vida útil de las instalaciones –25 años en el caso de las centrales termoeléctricas clásicas y nucleares y 65 años en el caso de las hidroeléctricas– merced a un sistema de amortización anual.

Como complemento de esta recuperación de costes fijos, cada año se calculaban, asimismo, los costes variables del sector (es decir, los de combustibles, personal, operación y mantenimiento de las instalaciones, etc.).

Algunos costes variables y otros parámetros que influían en la determinación de la tarifa (por ejemplo, la estimación de cuál sería la demanda de electricidad o el crecimiento del índice de precios) no podían tener la consideración de estándares. Por ello, el MLE incluía un sistema de corrección de las desviaciones que podían producirse entre las estimaciones iniciales de los costes y parámetros no estándares y los valores reales que finalmente tenían dichos conceptos al término del ejercicio, de manera que los excesos o defectos que hubieran tenido lugar eran compensados en la modificación de las tarifas que se aprobaban en ejercicios posteriores.

La suma de los costes fijos y variables que debían ser recuperados cada año, dividida entre la demanda de energía eléctrica estimada para el mismo, daba el *precio medio* que debía tener el kWh para que las empresas pudieran recuperar sus costes.

276 ¿Qué es el Nuevo Sistema Eléctrico español?

El proceso que se inició, en términos prácticos, el 1 de enero de 1998 –y que empezó a ser diseñado en 1996 con la firma del llamado «Protocolo Eléctrico»– no consiste en una mera transformación del sistema eléctri-

co que hasta ahora existía, sino en el establecimiento de unas nuevas reglas para las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad. En este proceso son más las cosas que cambian del antiguo sistema, que las que permanecen. Por ello, puede afirmarse que el 1 de enero de 1998 se comenzó la implantación y desarrollo de un *Nuevo Sistema Eléctrico*.

Este nuevo sistema se basa, desde el punto de vista legal, en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997, aprobada por el Parlamento español, y en la numerosa normativa que se está desarrollando. Los elementos del nuevo marco regulador abarcan multitud de aspectos, tales como la nueva metodología para el cálculo de la Tarifa Integral, funcionamiento de un Mercado Mayorista de producción, el tratamiento de la energía procedente de autoprodutores, actividades en nuestro sistema de agentes eléctricos extranjeros, Tarifas de Acceso, etc. En el Gráfico VIII.1 puede observarse la complejidad de la normativa necesaria para el establecimiento del nuevo sistema liberalizador.

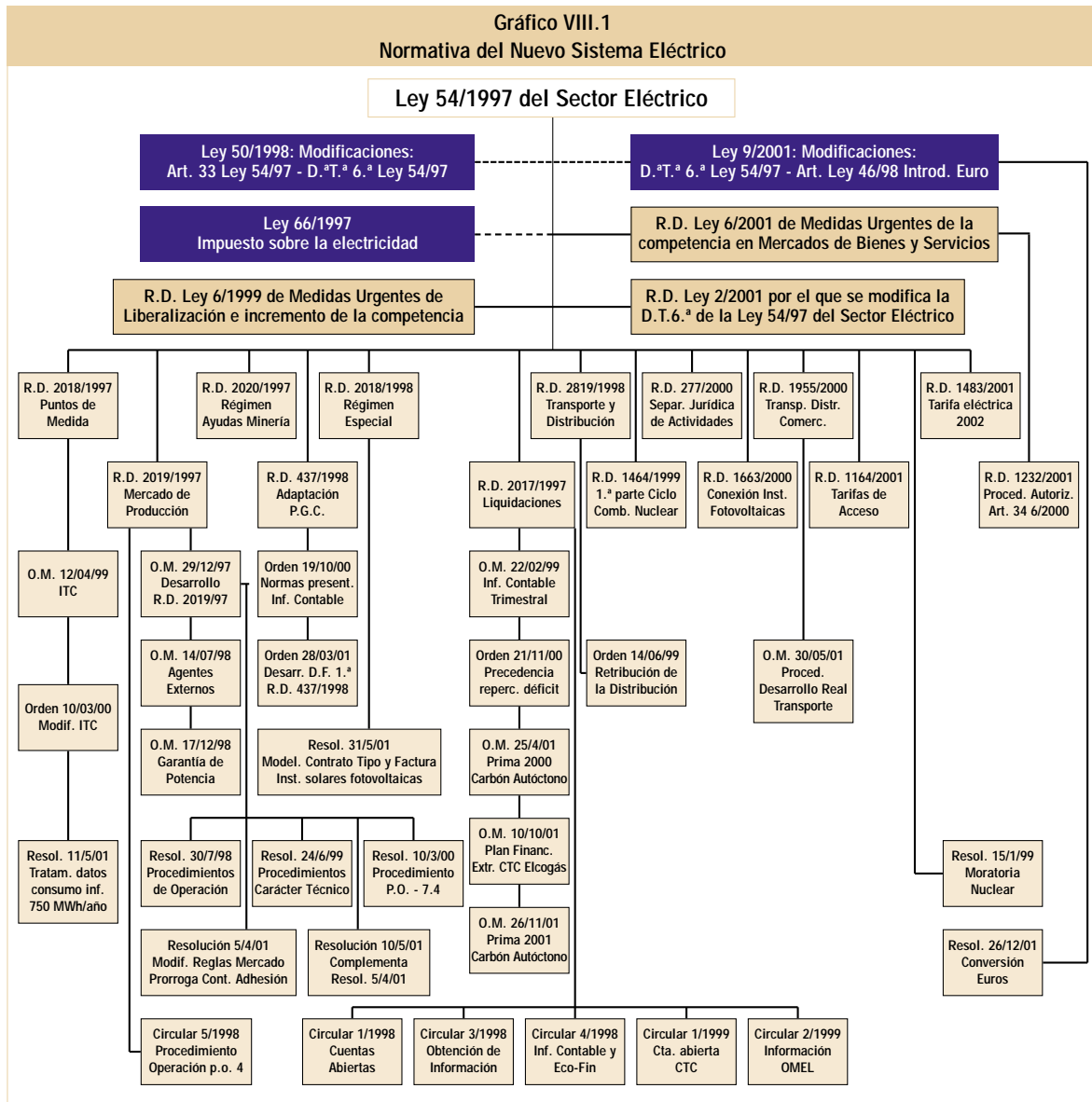
Esta nueva normativa supone una radical transformación del sector eléctrico español, introduciendo la competencia en las actividades de generación y comercialización y dando lugar a un vuelco conceptual respecto a la regulación existente en periodos precedentes.

La nueva Ley del Sector Eléctrico no sólo obedece a las tendencias liberalizadoras predominantes, sino que responde a la necesidad de incorporar, transponiéndola en su mayor amplitud, la Directiva 96/92/CE de la Unión Europea sobre «Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad».

La exposición de motivos de la nueva Ley ya deja claros sus propósitos de fondo y, si su fin básico responde a objetivos tradicionales –garantía de suministro y calidad de éste al menor coste posible–, la ley se asienta en el convencimiento de que el logro de tales objetivos «no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone», sin considerar necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que desarrolla el sector eléctrico.

La industria eléctrica de los países de la Unión Europea, entre ellos España, deberán tener en cuenta además la normativa generada a nivel internacional o mundial, en otras materias como es, por ejemplo, la

Gráfico VIII.1
Normativa del Nuevo Sistema Eléctrico



Fuente: UNESA. 2001.

del medio ambiente, que limita las emisiones de gases de efecto invernadero que figura en el Protocolo de Kioto.

277 ¿En qué consistió el Protocolo eléctrico?

La Administración y las empresas eléctricas españolas firmaron en diciembre de 1996 el documento denominado *Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional*. Este Protocolo incluía un paquete de medidas de liberalización y competencia que constituyó una referencia muy importante para el establecimiento de la Ley del Sector Eléctrico.

278 ¿Cuáles son los principios básicos del Nuevo Sistema Eléctrico?

El Nuevo Sistema Eléctrico español se basa en la implantación de *criterios de liberalización y competencia*, de manera compatible con la conservación del medio ambiente y la seguridad del suministro eléctrico, al que se define como «esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad».

El desarrollo práctico de las medidas contenidas en la Ley del Sector Eléctrico supone pasar de un sistema eléctrico fuertemente intervenido por los poderes públicos, a un sistema en el que las actividades eléctricas se realizan sobre la base de criterios de mercado, sin otras limitaciones fundamentales que las que imponen determinados factores técnicos, económicos y materiales al transporte y la distribución de electricidad.

El objetivo principal que se formula con la implantación del nuevo sistema eléctrico es *incrementar la calidad del servicio y la competitividad de los precios de la electricidad*. Su planteamiento básico es que las medidas de liberalización y la competencia, unidas a la capacidad de gestión de las empresas eléctricas, permitirán conseguir tal objetivo.

279 ¿Cuáles son los referentes principales del Nuevo Sistema Eléctrico español?

El Nuevo Sistema Eléctrico tiene como referentes principales, a nivel nacional, la *Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional* (LOSEN) de diciembre de 1994, el *Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional* de diciembre de 1996, y la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico* de noviembre de 1997. En el ámbito de la Unión Europea hay numerosas iniciativas desreguladoras pero, fundamentalmente, deben citarse la *Directiva 90/547/CEE relativa al Tránsito de Electricidad por las grandes redes* de 1990 y, sobre todo, la *Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de la Electricidad*, aprobada por el Consejo de Ministros de la Unión Europea del 19 de diciembre de 1996. Asimismo, se han tenido en cuenta los numerosos procesos de liberalización eléctrica realizados en un amplio número de países europeos.

La Ley del Sector Eléctrico que da lugar al establecimiento del nuevo sistema no es un hecho aislado en el ámbito nacional ni de la Unión Europea. Desde hacía ya varios años, un conjunto amplio de países desarrollados de diferentes zonas del mundo pusieron también en marcha procesos de reestructuración de sus respectivos sistemas eléctricos siguiendo criterios de liberalización y competencia. Entre los países que están desarrollando este tipo de procesos, se hallan Noruega, Nueva Zelanda, Argentina, varios estados de EE.UU., Canadá y Australia, algunos países del Este de Europa, etc.

280 ¿Qué es el Mercado Interior de la Electricidad?

Si existiera propiamente una política energética comunitaria, por tratarse este tema de forma marginal en el Tratado de Roma, puede afirmarse que el desarrollo de la política energética comunitaria se basa en la mejora del medio ambiente y en la creación de un mercado único europeo en materia energética, de forma que mediante la introducción de la competencia y la liberalización de las distintas actividades encuadradas en el ámbito de la energía, se produzca una reduc-

ción de los precios energéticos. De la misma forma, existe otra línea de actuación dentro de la política energética de la UE dirigida a conseguir una mejora del uso de la energía mediante la búsqueda del ahorro y la eficiencia energética.

Pero no es hasta 1990, con la publicación de la Directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, y, sobre todo, hasta 1996, con la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, cuando se produce una equiparación en el tratamiento de la energía eléctrica con cualquier otra mercancía o servicio en la consecución de ese objetivo fundacional de la Unión Europea.

En el año 1990, con la publicación de la Directiva 90/547/CEE, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, y, sobre todo, hasta 1996, con la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, cuando se produce una equiparación en el tratamiento de la energía eléctrica con cualquier otra mercancía o servicio en la consecución de ese objetivo fundacional de la Unión Europea.

La consagración en la Directiva de Tránsitos (1990) del principio de acceso y utilización de las redes europeas por agentes compradores y vendedores de energía eléctrica, ajenos a la propiedad de éstas, significó el final de un derecho exclusivo para sus titulares y la consideración de la red como soporte físico de transacciones comerciales, cualquiera que sea el origen y destino de la energía implicada.

La Directiva de Normas Comunes (1996) profundiza en estos aspectos, precisa el papel de los operadores o gestores de las redes de transporte de cada sistema e introduce conceptos decisivos, como la separación contable de los negocios que integran las actividades de las empresas eléctricas (generación, transporte y distribución) y la exigencia a los estados miembros de que adopten «las medidas necesarias para garantizar una apertura de sus mercados de electricidad».

Los principios de regulación de esta Directiva son los siguientes:

- *Libertad de establecimiento y construcción de líneas.* En orden a permitir el establecimiento libre de nuevos grupos de generación, la Directiva ofrece a la elección de los estados

dos posibilidades: autorización reglada o concurso, mediante licitación (arts. 5.º y 6.º).

- *Libertad de acceso a las redes.* El contenido de esta libertad se manifiesta, de una parte, en el derecho de los sujetos o empresas de acceder –mediante el pago del correspondiente precio– a la red propiedad de un tercero; y, de otra, en la correspondiente obligación del titular de la red de ceder el paso, salvo casos especiales o excepcionales debidamente motivados, al eventual peticionario. El ATR no agota este principio básico del modelo de apertura eléctrica a la competencia, ya que la autoridad comunitaria permite a los estados que organicen las fórmulas de acceso tanto a través del citado ATR (que puede ser negociado o regulado), como mediante el reconocimiento de un sistema de Comprador Único.
- *Gestión independiente de la red.* La Directiva subraya que la red de transmisión debe contar con un gestor independiente de las empresas que actúan por ella, pero permite, en aplicación del principio de subsidiariedad, que los estados decidan las formas de implementación –responsable del nombramiento, plazo del mandato, etc.– de esta exigencia.
- *Libertad de importación y exportación.*
- *Separación de las actividades eléctricas,* a fin de evitar subvenciones cruzadas.

Los plazos de apertura, definidos en la propia Directiva, determinan actuaciones de transposición de la misma a las legislaciones de los estados miembros por las que los derechos de libre suscripción de contratos de suministro en todo el ámbito de la Unión son otorgados gradualmente a un número creciente de consumidores.

En el Libro Verde, aprobado en noviembre del año 2000, sobre estrategia europea para la seguridad de abastecimiento energético, se considera que el establecimiento del Mercado Interior de la Energía en la UE es un componente fundamental para la seguridad del suministro energético. El funcionamiento de este enorme mercado de electricidad y gas deberá tener progresos significativos a corto plazo, dado el grado de convergencia que a este respecto tienen el Consejo Europeo, el Parlamento Europeo y la Comisión.

En la práctica se ha conseguido que en el año 2002 los 2/3 de la demanda de electricidad y casi el 80% de la demanda de gas estén abiertos a la competencia a escala comunitaria, y los precios han bajado de forma notable, especialmente los de la electricidad.

Los impulsos dados últimamente a este proceso por parte de la Comisión y el Parlamento Europeo, y sobre todo por el Consejo Europeo de Barcelona en el año 2002 (reforzamiento, entre otras medidas, de las interconexiones), hará que a nivel de comunidad, quede abierto totalmente el mercado para los clientes empresariales en 2004, y en breve plazo se adopte un plazo claro para la apertura total del mercado.

Los órganos rectores de la UE consideran que la apertura del mercado y la protección del servicio público son objetivos complementarios, dado que la competencia mejora la calidad del servicio, tal y como se ha podido comprobar en el sector de las Telecomunicaciones, y se está viendo hoy día igualmente con carácter general en los mercados de la electricidad y del gas.

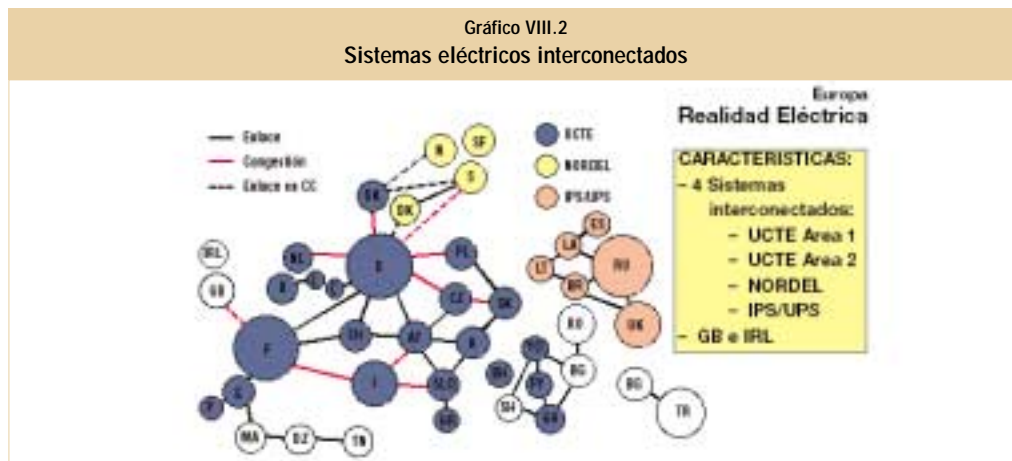
Respecto al fomento de las interconexiones internacionales, como ya se ha indicado, es una de las actuaciones comunitarias prioritarias para acelerar la creación del Mercado Interior de la Electricidad. En el Gráfico VIII.2 se recoge la interconexión actual de los diversos sistemas eléctricos existentes en Europa.

Un aspecto reseñable es la promoción de un Mercado Ibérico de Electricidad y, seguramente más adelante, para el gas. El logro de tal mercado no está exento de dificultades, dadas las desigualdades entre los procesos de liberalización llevados en ambos países.

El acuerdo firmado en noviembre de 2001 por los ministros responsables de la energía de España y Portugal tiene como objetivo la entrada en funcionamiento, a partir del 1 de enero de 2003, de un mercado eléctrico conjunto, entre los dos países, basado en los principios de competencia, transparencia, objetividad y eficiencia.

Entre los compromisos recogidos en el documento, cabe mencionar:

- La creación de un Operador del Mercado Ibérico.
- La coordinación de ambos países en el seno de la UE a fin de promover el desarrollo de las redes transeuropeas.
- Favorecer el desarrollo de las interconexiones eléctricas entre España y Portugal.
- Promover que los operadores del sistema coordinen la planificación y la expansión de las



Fuente: IBERDROLA.

¿Cuáles son las características fundamentales del Nuevo Sistema Eléctrico español?

redes de transporte mediante el intercambio regular y fluido de información.

Este mercado abastecerá en su momento a una población de unos 50 millones de habitantes, con 27 millones de clientes, un consumo eléctrico de unos 250.000 GWh, una capacidad instalada de unos 66.000 MW y una punta de demanda de unos 42.000 MW.

Deberán tenerse en cuenta las diferencias existentes entre ambos sistemas, como son las estructuras del mix de generación (la hidráulica en Portugal es mayor), el nivel de liberalización alcanzado o el grado de concentración empresarial, diferencias en el marco de la situación regulatoria, etc.

Un punto fundamental será también la ampliación de interconexión entre ambos sistemas, que está recogida en el Gráfico VIII.3. Ya se saben las dificultades de todo tipo que conlleva el desarrollo de estas infraestructuras.

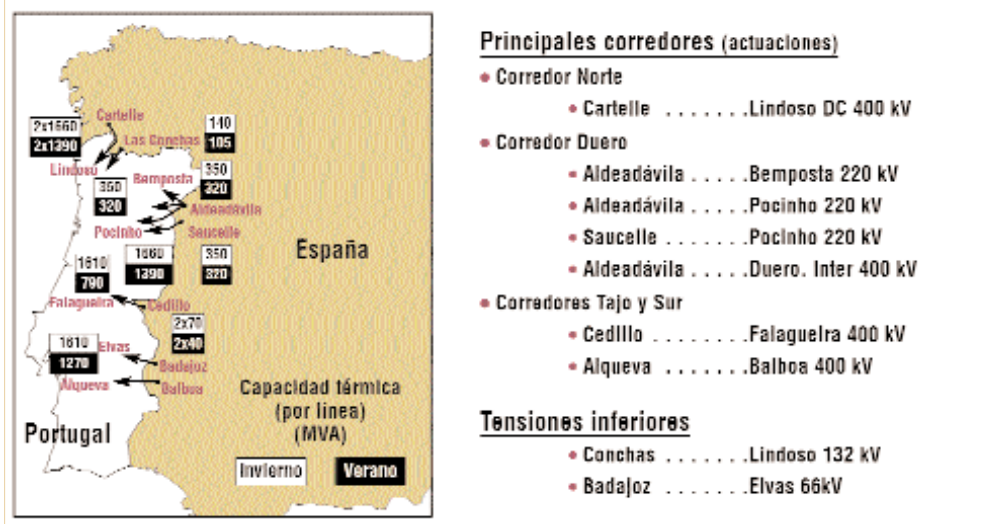
Por ello, parece que los plazos de tiempo previstos en el acuerdo deberán ser ampliados dada la complejidad de este tema.

Las características fundamentales del proceso de liberalización y competencia en el que se basa el Nuevo Sistema Eléctrico español pueden resumirse del siguiente modo:

- Se sustituye el concepto de servicio público por la expresa «*garantía de suministro eléctrico a todos los consumidores*» dentro del territorio español.
- La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja también de ser un servicio público de titularidad estatal, siendo ejercido por una empresa –Red Eléctrica de España– que deberá perder la actual mayoría pública en su accionariado en un plazo determinado.
- La tradicional *planificación estatal* de las centrales eléctricas desaparece, siendo sustituida

Gráfico VIII.3

Interconexión Portugal-España. Previsión de desarrollo



Fuente: REE (año 2002).

por la libertad de instalación sometida solamente a autorizaciones administrativas. No obstante, el gobierno puede establecer una planificación indicativa en este área.

Tan sólo el desarrollo y refuerzo de la red de transporte quedan sujetos a la planificación del Estado y condicionados por las exigencias de la planificación urbanística y de ordenación del territorio.

- Se establece el principio de la separación jurídica entre «*actividades reguladas*» –transporte y distribución– y «*no reguladas*» –generación y comercialización–.
- El funcionamiento de las centrales generadoras deja de estar sometido a una gestión económica conjunta del sistema bajo el principio de su optimización teórica.

En su lugar, la utilización de tales centrales pasa a basarse en las decisiones de sus titulares, en el marco de un *Mercado Mayorista* organizado de producción eléctrica. Consecuentemente con ello, la retribución de las actividades de generación deja de hacerse en función de los valores estándares de los costes reconocidos de dichas actividades, pasando a asentarse en los resultados del mercado mayorista.

- Se establece el principio del *Derecho de Acceso a Terceros* a las redes de transporte y distribución, que pasan a considerarse monopolio natural en razón de la eficiencia económica que representa la existencia de una red única, «que se pone a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores».

La retribución económica de estas actividades seguirá siendo fijada administrativamente.

- La *comercialización* se identifica plenamente como actividad singularizada en la nueva ley, con arreglo a los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por el cliente, pero sometida a criterios de gradualidad en su implantación. El plazo previsto en principio para que tal libertad llegue a todos los clientes se fijó en diez años; sin embargo, este plazo ha sido acortado posteriormente por el gobierno.
- Libertad de comprar o vender electricidad a

empresas y consumidores de otros países miembros de la Unión Europea.

¿Existe actualmente libertad de construcción para las nuevas centrales eléctricas? 283

Si, totalmente. Anteriormente, las únicas centrales eléctricas de dimensión significativa que se podían instalar en España eran las que estaban contempladas en los *Planes Energéticos Nacionales* (PEN) vigentes en cada momento. *El PEN era un documento elaborado por el gobierno y aprobado por el Parlamento*, en el que se concretaban los objetivos de la política energética española y las medidas necesarias para conseguirlos. En el caso del sector eléctrico, solía ser extremadamente detallado en cuanto a las centrales que había que construir, potencia, ubicación, tipo de energía primaria que tenían que utilizar, año de entrada en servicio, etc.

En el *Nuevo Sistema Eléctrico*, cualquier empresa puede instalar nuevas centrales eléctricas, del tipo, potencia y localización que considere más convenientes, sin otras condiciones que las que la legislación española establece, de manera general, para la puesta en marcha de cualquier otra instalación industrial. Estas condiciones se refieren, entre otras cuestiones, a la eficiencia y seguridad de la instalación; su adecuación a los criterios de protección del medio ambiente; la idoneidad de su ubicación; y la suficiente capacidad legal, técnica y económica de la empresa solicitante.

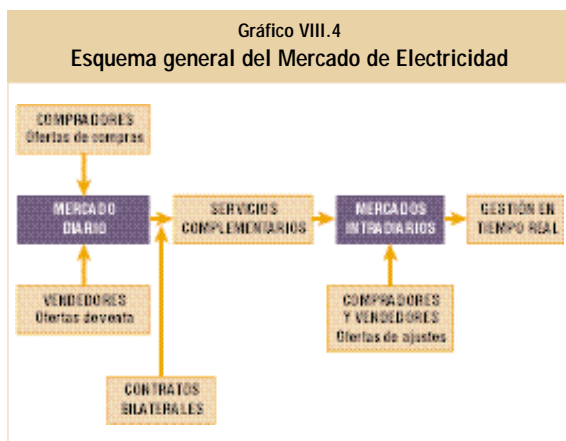
¿Cómo funciona el nuevo Mercado Mayorista de Producción? 284

En el anterior sistema eléctrico, el funcionamiento diario de las centrales eléctricas era determinado por *Red Eléctrica de España* (REE), de acuerdo con los criterios de política energética elaborados por el Ministerio de Industria y Energía, y sobre la base de la optimización de los costes de explotación del sistema eléctrico, definida a través de valores estándares. Ninguna central podía enviar electricidad a la red si no estaba incluida en la programación de REE.

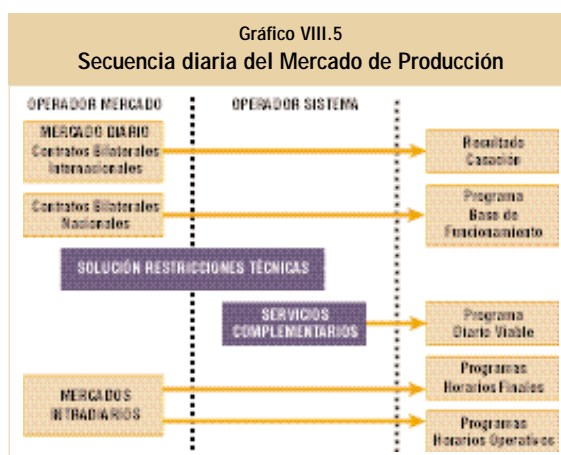
En el nuevo sistema, y desde el 1 de enero de 1998, el funcionamiento de las instalaciones de producción de electricidad es el resultado de la «casación» de las ofertas y demandas de energía eléctrica que se lleva a cabo diariamente en el mercado de producción. En él, como se describe a continuación, las empresas productoras comunican cada día libremente las condiciones de cantidad y precio a las que están dispuestas a vender la electricidad de sus instalaciones en cada una de las 24 horas del día siguiente. La selección del funcionamiento de estas instalaciones se lleva a cabo teniendo en cuenta los precios ofertados para cada periodo horario, hasta cubrir la demanda existente en el mismo.

Este mercado de producción es una pieza básica del nuevo esquema regulador español y los principios de su funcionamiento se desarrollan en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre.

El nuevo mercado de producción de electricidad está compuesto por lo que podríamos denominar tres «submercados»: el *mercado diario*, el *mercado intradiario* y el *mercado de servicios complementarios*, y está complementado por un sistema de contrataciones bilaterales que se formalizan libremente entre clientes cualificados, agentes productores y comercializadores. Además, deben tenerse en cuenta todas las posibles restricciones técnicas de la Red de Transporte. (Véase Gráfico VIII.4)



Fuente: OMEL.



Fuente: OMEL.

Los tres mercados funcionan con los mismos criterios: seleccionar para cada hora la entrada en funcionamiento de las unidades dando siempre prioridad, sucesivamente, a las ofertas más baratas hasta cubrir las necesidades del mercado; y retribuir la energía o los servicios seleccionados en cada sesión horaria de acuerdo con el coste marginal de la última unidad cuyo funcionamiento haya sido necesario para cubrir la demanda.

El esquema operativo de funcionamiento de este Mercado de Producción está reflejado en el Gráfico VIII.5.

¿Qué es el Mercado Diario? 285

Este mercado recoge las transacciones de compraventa de energía correspondientes a la producción y suministro del día siguiente de cada sesión de contratación. La mecánica del *Mercado Diario* consiste en la presentación de ofertas de venta de energía por los agentes productores y por agentes externos autorizados y *ofertas de adquisición* de energía por los agentes distribuidores, comercializadores consumidores cualificados y productores con centrales de bombeo para este fin. Las ofertas lo son para cada una de las 24 horas del día. Una vez recibidas las ofertas en los plazos y forma estipulados, se procede a realizar la ca-

sación, partiendo de la oferta de venta más barata, hasta igualar la demanda.

El resultado de la casación define un precio marginal para cada hora, que es el correspondiente a la oferta de venta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda. (Véase Gráfico VIII.6)

Una vez efectuadas las «casaciones» de ofertas y demandas en el Mercado Diario y tenidos en cuenta los contratos físicos bilaterales y los intercambios internacionales de electricidad, el Operador del Mercado define el *programa diario base* de funcionamiento de las unidades de producción y lo comunica al Operador del Sistema.

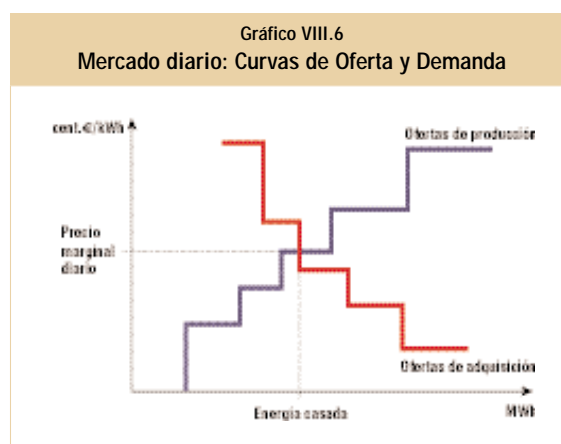
Este sistema de ofertas competitivas es un importante incentivo para reducir el precio de la electricidad, ya que los generadores tratarán de ofrecer su energía al precio más bajo que les sea posible a fin de asegurarse que sus centrales sean seleccionadas para funcionar.

La gestión del Mercado Diario –así como la del Intradía– es realizada por el Operador del Mercado, entidad encargada de recibir las ofertas, efectuar la casación, publicar sus resultados y efectuar las liquidaciones, tanto del Mercado Diario como del Intradía y del de Servicios Complementarios.

Estas funciones son realizadas por una empresa privada –Compañía Operadora del Mercado Interior de Electricidad Español (OMEL)– cuya distribución accionarial está sometida a severas restricciones que evitan cualquier indicio de posición de dominio entre los agentes.

286 ¿Cómo se tienen en cuenta las restricciones técnicas debidas a la red de transporte en el Mercado de Producción?

El Operador del Sistema recibe del OMEL el *programa diario base* del día siguiente. Si existen restricciones en la red de transporte que hacen imposible llevar a cabo algunas de las «casaciones» de ofertas y demandas inicialmente definidas en esta programación, el Operador del Sistema efectúa las modificaciones que sean imprescindibles, retirando de la programación las



Fuente: OMEL.

unidades necesarias y sustituyéndolas por otras que permitan superar dichas restricciones de manera adecuada y compatible con los criterios de funcionamiento del mercado. Se llega así al *programa diario viable provisional*.

Las unidades de generación que entran en funcionamiento como consecuencia de restricciones técnicas reciben por la energía entregada no el precio marginal resultante del proceso de «casaciones», sino el precio al que ellas mismas han ofrecido su energía para ese periodo horario.

¿En qué consiste el Mercado de Servicios Complementarios? 287

Los Servicios Complementarios son servicios de la operativa del sistema, necesarios para que el suministro eléctrico tenga lugar en condiciones de seguridad, fiabilidad y calidad adecuadas.

Para su gestión, la Ley 54/1997 creó una nueva figura, el *Operador del Sistema*, que sustituye al Gestor de la Explotación Unificada, vigente en la anterior etapa regulatoria. Sus funciones las ejerce, como en dicha etapa, Red Eléctrica de España (REE), empresa que obligatoriamente quedó sometida a un proceso de transformación accionarial para eliminar la participación del Estado y evitar posiciones dominantes de los agentes

del sistema, mediante el establecimiento de rigurosas restricciones a su participación accionarial. En la etapa actual, el *Operador del Sistema* recibe del *Operador del Mercado* el programa diario de generación resultante de la casación del *Mercado Diario*.

A partir del programa diario viable, el Operador del Sistema tiene la responsabilidad de que el suministro eléctrico –o las entregas a las redes de distribución– se produzca en las condiciones de seguridad, continuidad y calidad mencionadas. Para ello debe gestionar la Regulación Primaria, la Regulación Secundaria (Control de Frecuencia), la Regulación Terciaria (Control de Tensión) y la Reposición de Servicios.

Algunos de ellos son considerados como obligatorios y deben ser prestados inexcusablemente en todo momento por las instalaciones que operan en el mercado.

La Ley 54/1997 define que, en la medida de lo posible, estos servicios deberán ser prestados utilizando mecanismos del mercado.

Existen mercados establecidos para la prestación de la Regulación Secundaria, mediante la cual se efectúa el control de la frecuencia del sistema, y de la Regulación Terciaria, asignando el Operador del Sistema las necesidades de una y otra reserva a los distintos ofertantes mediante subastas reguladas. Sin embargo, la Regulación Primaria se considera en la actualidad un servicio de prestación obligatorio.

Además de estos servicios básicos, el Operador del Sistema gestiona la resolución de restricciones técnicas en el sistema –que determina ciertas modificaciones del programa de generación casado– mediante un mecanismo de ofertas y asignación según precios. (Ver pregunta 284)

En definitiva, sobre la base de los ajustes que puedan ser necesarios por restricciones técnicas y de los resultados del mercado de servicios complementarios, el *Operador del Sistema* elabora el *programa diario viable definitivo*.

288 ¿Qué es el Mercado Intradía?

Puede ocurrir que, una vez establecido el *programa viable provisional*, los agentes que operan en el mercado diario tengan necesidad de efectuar algunos ajustes en sus ofertas o demandas.

Se pondrá en marcha, a tal fin, el denominado Mercado Intradía, que se abrirá para cada una de las sesiones horarias establecidas y funcionará básicamente con los mismos criterios del Mercado Diario. Actualmente hay seis sesiones del Mercado Intradía cada día.

Podrán participar en este Mercado Intradía, para efectuar ofertas de venta, todos los agentes que están autorizados para operar en el Mercado Diario; y, para realizar ofertas de compra, los agentes que ya hubieran participado en la sesión horaria en la que haya que efectuar ajustes.

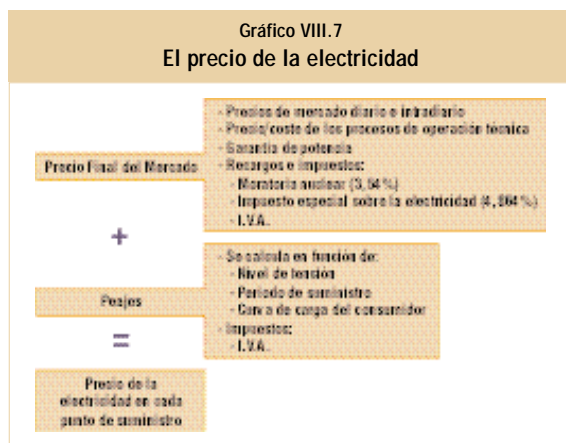
Una vez definidas las «casaciones» de ofertas y demandas del mercado intradía, éstas serán agregadas al *programa diario viable* y se determinará así la *programación horaria final* de funcionamiento del sistema.

¿Cómo se forma cada día el precio final de la electricidad en el Mercado de Producción?

289

El precio diario de la electricidad que paga el comprador y obtiene el vendedor por las transacciones de energía efectuadas en el mercado de producción está integrado por los siguientes elementos:

- El precio resultante de las «casaciones» de ofertas y demandas en el *Mercado Diario*.
- El precio resultante de las «casaciones» de ofertas y demandas que tienen lugar en el *Mercado Intradía*.
- El precio resultante de los ajustes que hayan sido necesarios por restricciones técnicas en la red de transporte.
- El precio resultante del *Mercado de Servicios Complementarios*.
- El coste de la *Garantía de Potencia*. Este coste tiene como objetivo asegurar un nivel suficiente de garantía de potencia en el sistema. Se reconoce a las instalaciones de producción el derecho a recibir una retribución por la garantía de potencia que prestan al sistema, es decir, por el hecho de que su presencia en el sistema garantiza la posibilidad de atender adecuadamente en todo momento



Fuente: OMEL.

to los máximos niveles de demanda previstos y anticiparse a la evolución que ésta vaya a registrar.

Esta retribución depende, fundamentalmente, de la potencia de la instalación, de su nivel probado de disponibilidad, de su tecnología y de las necesidades de potencia a largo plazo del sistema.

- Recargos e Impuestos (moratoria nuclear, IVA e Impuesto especial de la electricidad). Un esquema de esta composición del precio final de la electricidad en el Mercado de Producción se recoge en el Gráfico VIII.7.

290 ¿Quiénes pueden ofertar energía en el Mercado de Producción?

De manera obligatoria, tienen que presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado de producción los *Titulares de unidades de producción* de más de 50 MW de potencia y, en cualquier caso, las empresas eléctricas que estaban anteriormente acogidas al sistema de precios eléctricos conocido como *Marco Legal Estable*.

De forma voluntaria, pueden hacerlo los *Titulares de unidades de producción* cuya potencia insta-

lada sea igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW; los *autoprodutores*, por lo que se refiere a la energía excedentaria que deseen entregar al sistema; y los llamados *agentes externos*, es decir, los agentes de sistemas eléctricos extranjeros que tomen o entreguen energía eléctrica al sistema español.

291 ¿Quiénes pueden realizar ofertas de compra en el Mercado de Producción?

Las empresas generadoras, las distribuidoras, las comercializadoras y, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores de electricidad pueden realizar demandas al mercado, es decir, ofertas de compra de electricidad.

Estas ofertas de compra de energía han de indicar la cantidad de electricidad que se desea adquirir y el periodo horario en el que se quiere efectuar la transacción. Y, desde principios del mes de abril de 1998, pueden, asimismo, incluir el precio máximo al que se está dispuesto a comprar la energía demandada. En tal caso, no obstante, si en el proceso de funcionamiento del mercado diario que antes se ha descrito la oferta no resulta casada, el suministro no se lleva a efecto.

Una vez formulada la oferta de compra de energía, ésta adquiere categoría de compromiso firme de suministro en cuanto que ha transcurrido el plazo fijado para la admisión de ofertas.

292 ¿Qué son los contratos bilaterales físicos?

También son posibles *contratos bilaterales físicos* entre los consumidores, por un lado, y generadores de electricidad o agentes externos, por otro; es decir, contratos de suministro que se establecen por mutuo acuerdo de ambas partes y que no necesitan pasar por el sistema de ofertas competitivas del mercado diario de producción.

Estos contratos han de tener una duración mínima de un año y han de ser comunicados al *Operador del Mercado* a fin de ser tenidos en cuenta en la elaboración de los programas diarios de funcionamiento de las instalaciones de producción.

Las unidades de producción afectadas por ellos quedan eximidas de la necesidad de presentar ofertas en el Mercado Diario mientras dure el contrato y por la cantidad de energía comprometida en él.

293 ¿Qué son los contratos financieros?

Una nueva legislación permite la firma de «*contratos financieros*» entre los consumidores de electricidad y determinados agentes. Estos contratos tratan de responder al deseo que puedan tener algunos de estos consumidores de evitar los efectos de las oscilaciones de precios que se registren en el mercado diario de producción; o de eludir la posibilidad de que sus ofertas de compra de energía no resulten casadas en dicho mercado.

Uno de los ejemplos de este tipo de contratos es el denominado «*contrato por diferencias*». En él, el consumidor acuerda libremente con el generador un precio determinado. Al final, el suministro se liquida al sistema por el precio que realmente haya establecido el mercado; y la diferencia existente entre el precio real del mercado y el precio acordado por agente y consumidor se distribuye entre éstos en la forma que previamente hayan acordado.

294 ¿Qué libertad tienen los consumidores para elegir su suministrador de electricidad?

Uno de los principios básicos del Nuevo Sistema Eléctrico es el reconocimiento del derecho de los consumidores a elegir el suministrador que les parezca más conveniente y acordar con éste el precio y demás condiciones de contratación del servicio.

Al igual que en la mayoría de los países que han decidido reconocer este mismo derecho a sus consumidores de electricidad, su aplicación práctica se ha realizado, por razones técnicas y económicas, de manera progresiva.

Tabla VIII.1

Niveles de consumo y calendario para apertura del mercado eléctrico

	Consumo anual mínimo (GWh)	Nº Consumidores cualificados	Apertura de mercado (%)
1 enero 1998	15	564	27
1 enero 1999	5	1.926	33
1 abril 1999	3	3.254	37
1 julio 1999	2	4.706	39
1 octubre 1999	1	8.274	42
1 julio 2000	>1 kV	65.000	54
1 enero 2003	–	23.000.000	100

Fuente: UNESA.

En los primeros años del nuevo sistema, la posibilidad de elección de suministrador estaba reservada a los «*clientes cualificados*» que sobrepasen un determinado umbral de consumo anual medido por instalación o por punto de suministro. Después, a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores pueden elegir el suministrador que deseen. Los plazos habidos para poder elegir suministrador están recogidos en la Tabla VIII.1.

Por tanto, desde el 1 de enero de 2003, *todos los consumidores pueden elegir suministrador*.

Cabe subrayar que estos plazos para el ejercicio del derecho a elegir suministrador del sistema eléctrico español han sido más cortos y han afectado a un volumen mayor de mercado que los fijados por la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de la Unión Europea.

¿Quién podía ser cliente cualificado? 295

En el nuevo sistema, recibían la denominación de «*consumidores cualificados*» o «*consumidores elegibles*» los clientes que en cada momento tenían reconocida la capacidad para elegir suministrador y decidían ejercerla. El resto seguía adquiriendo la electricidad sobre la base de las tarifas aprobadas por la Administración, hasta que la extensión del derecho de elección les permitía acceder al sistema de contratación libre.

296 **¿Qué es la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad?**

Hay dos actividades eléctricas en las cuales la introducción de medidas de liberalización y competencia se halla fuertemente limitada por razones físicas y técnicas: la de transporte y la de distribución de electricidad.

Es evidente que una multiplicación de redes de transporte y distribución en una misma zona conduciría a una incorrecta asignación de recursos, a una ilógica multiplicación de los costes de inversión, operación y mantenimiento de estas instalaciones y, por tanto, a un encarecimiento irracional del suministro de electricidad.

No obstante, existe una vía para hacer posible la liberalización del suministro sin caer en un innecesario encarecimiento de los costes de suministro: mantener la existencia de redes únicas de transporte y distribución en cada territorio, pero reconociendo al mismo tiempo el derecho de todos los agentes del sistema a tener libre acceso a las mismas, es decir, a poder utilizarlas a cambio de un peaje razonable y que no sea discriminatorio para ninguno de ellos.

El libre acceso a las redes de transporte y distribución es la alternativa que han elegido todos los países que han liberalizado su sistema eléctrico, entre ellos España, para hacer compatible la implantación de criterios de libre mercado con las limitaciones físicas y técnicas propias del transporte y la distribución de energía eléctrica. En consecuencia, todos los agentes que operan en el Nuevo Sistema Eléctrico español pueden acceder libremente a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje establecido por la Administración.

297 **¿La actividad de comercialización de la electricidad está totalmente liberalizada?**

Una de las bases principales del Nuevo Sistema Eléctrico es la liberalización de la actividad de comercialización, es decir, de todo lo relacionado con la con-

tratación del servicio eléctrico a los consumidores que pueden elegir suministrador. La comercialización está considerada en la Ley del Sector Eléctrico como una actividad con naturaleza propia, al igual que la generación, el transporte y la distribución; ésta debe ser desarrollada de forma liberalizada. En particular, no se podrá realizar en régimen de monopolio ni dará lugar al disfrute de derechos exclusivos.

No obstante, la Ley prohíbe expresamente que un agente que efectúa en el sistema actividades reguladas (es decir, transporte o distribución) pueda realizar también actividades no reguladas, es decir, las actividades que se realizan en régimen de competencia (generación o comercialización). Unas y otras han de ser ejecutadas por empresas jurídicamente diferentes. Sí permite, en cambio, que una empresa que realiza actividades reguladas y otra que lleva a cabo actividades no reguladas pertenezcan a un mismo *holding* empresarial; y también que una misma empresa lleve a cabo las dos actividades no reguladas, es decir, generación y comercialización.

La liberalización de la actividad de comercialización permitirá la creación de un nuevo tipo de empresas, las comercializadoras, dedicadas exclusivamente al suministro de electricidad a través de la contratación con los consumidores.

Las comercializadoras no necesitarán disponer de redes propias para entregar la electricidad, ya que se ocuparán fundamentalmente de las relaciones contractuales, en términos económicos y legales, con los clientes que pueden elegir suministrador: contratación de las condiciones del suministro, facturación, cobro, otros servicios, etc.

Además, las empresas comercializadoras fomentarán el uso racional de la energía y pondrán en práctica los planes de gestión de la demanda que apruebe en el futuro la Administración. Asimismo, podrán exigir a sus clientes que sus instalaciones cumplan condiciones técnicas y de uso adecuadas, a fin de que su utilización no perjudique la calidad del servicio que se suministra a otros consumidores.

298 ¿Existe libertad para comprar o vender electricidad a agentes de otros países de la Unión Europea?

Hasta ahora, todos los intercambios internacionales de electricidad eran realizados por Red Eléctrica de España. Ningún otro agente del sistema adquiriría electricidad directamente de otro país o la vendía a consumidores extranjeros.

En el Nuevo Sistema Eléctrico, todos los productores, distribuidores, comercializadoras y consumidores en general están autorizados para adquirir electricidad directamente en cualquier país comunitario. La Administración española sólo podrá negar la autorización correspondiente si el país comunitario en cuestión no reconoce a sus respectivos agentes eléctricos la misma capacidad de contratación.

Además, los productores y comercializadores españoles podrán vender directamente electricidad a los demás países comunitarios, a no ser que dichas operaciones supongan un riesgo para el abastecimiento nacional.

En el nuevo sistema, reciben el apelativo de agentes externos los agentes de sistemas eléctricos extranjeros que toman o entregan electricidad del sistema español.

Aparte de este tipo de transacciones internacionales de electricidad, seguirán existiendo intercambios internacionales a corto plazo destinados a mantener o incrementar la seguridad en el suministro, los cuales serán gestionados por el Operador del Sistema. Además, los contratos de intercambios internacionales de electricidad suscritos por Red Eléctrica de España (REE) que estaban en vigor en el momento en el que empezó a aplicarse la nueva legislación eléctrica serán respetados hasta el término de la duración que estaba inicialmente acordada en ellos.

299 ¿Cuántos tipos de precios de la electricidad hay en el Nuevo Sistema Eléctrico?

En el nuevo sistema coexisten dos tipos de precios: los que se establecen libremente en el *Mercado de Producción* y los fijados por el Gobierno a través de *ta-*

rifas reguladas. Así, los consumidores pueden pagar la energía al precio libremente pactado con su comercializador, o el derivado del sistema de ofertas competitivas del Mercado de Producción, al que se añade una Tarifa de Acceso al mercado establecida por la Administración. Asimismo, pueden pagar el suministro a la empresa distribuidora de acuerdo con *tarifas reguladas* fijadas por la Administración del Estado.

El incremento de competidores en el mercado de producción y el adecuado juego de la competencia en el seno del mismo deben presionar en favor del establecimiento de precios más competitivos.

300 ¿Cuáles son las opciones de compra de electricidad que tienen los consumidores?

Los consumidores españoles han visto aumentada su capacidad de elección y en la actualidad tienen las tres alternativas siguientes:

a) Acudir directamente al sistema de ofertas competitivas del *Mercado de Producción* para comprar su energía, es decir, que formulen ofertas de adquisición de energía para cada periodo horario; pagarán un precio basado en los conceptos siguientes:

- La cifra que resulte de aplicar, a las cantidades de energía que el consumidor desea adquirir en cada periodo horario -más las pérdidas de transporte y distribución, que se calculan de manera estándar-, el precio resultante del mercado de producción.
- Una Tarifa de Acceso fijada por el Gobierno, que cubre:
 - El coste del uso de las redes de transporte.
 - El coste del uso de las redes de distribución.
 - Los denominados Costes Permanentes del sistema.
 - Los denominados Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento.

Además, es posible que haya consumidores que, para evitar los efectos de las oscilaciones de precios que pueden darse en el Mercado de Producción o eludir la posibilidad

de que sus ofertas de compra de energía no resulten casadas, deseen suscribir «*contratos financieros*», como se ha señalado en el apartado correspondiente a estos contratos.

b) Contratar el suministro de electricidad a través de un *comercializador* y acordar con éste libremente el *precio del servicio*.

c) Adquirir la electricidad de la empresa distribuidora en su área, con precios regulados en base de la Tarifa Integral vigente.

d) Adquirir la energía de una empresa productora a través de los *contratos físicos bilaterales*, es decir, contratos establecidos directamente entre el productor y el consumidor, sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas del mercado de producción. En tal caso, el consumidor habrá de pagar:

- El precio de la energía libremente acordado entre ambas partes.
- Los costes por Servicios Complementarios y Garantía de potencia.
- La Tarifa de Acceso al mercado.

301 ¿Cómo se forma el precio de la electricidad adquirida a Tarifa regulada?

Los consumidores que opten por adquirir su energía a la empresa distribuidora, lo harán de acuerdo con las tarifas reguladas por la Administración.

Estas tarifas son, para cada tipo de consumo, las mismas en todo el territorio nacional y cubren los siguientes conceptos:

- El Coste de Producción de la energía eléctrica, que se determinará en función del precio medio previsto del kWh en el mercado de producción.
- Los accesos y peajes por transporte de energía eléctrica.
- Los accesos y peajes por distribución de energía eléctrica.
- Los Costes de Comercialización.
- Los Costes Permanentes del sistema.
- Los Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento.

302 ¿Qué son los Costes Permanentes del sistema de precios de la electricidad?

En los dos tipos de precios de la electricidad se han mencionado dos clases de costes que habrán de ser necesariamente cubiertos por todos los consumidores eléctricos: los «Costes Permanentes» del funcionamiento del sistema y los «Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento».

Los Costes Permanentes del funcionamiento del sistema son los siguientes:

- Los costes que, por el suministro de electricidad en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, puedan ser integrados en el sistema. Estos costes se justifican por el hecho de que los sistemas insulares y extrapeninsulares no están conectados actualmente con la red eléctrica peninsular, por lo que el establecimiento en ellos de condiciones de competencia se encuentra, de momento, objetivamente limitado.
- Los costes de mantenimiento de las actividades del *Operador del Mercado*.
- Los costes de mantenimiento de las actividades del *Operador del Sistema*.
- Los costes de mantenimiento de las actividades de la *Comisión Nacional de Energía* (CNE).
- Los Costes de Transición a la Competencia (CTCs).

303 ¿Qué son los Costes de Diversificación y Seguridad en el abastecimiento?

Los Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento, al igual que los Costes Permanentes, deberán ser pagados por todos los consumidores eléctricos. Son los siguientes:

- Las primas a la producción en *Régimen Especial* para promover el desarrollo de la generación de electricidad mediante sistemas de cogeneración y de aprovechamiento de energías renovables.

- Los costes asociados a la *moratoria nuclear*.
- Los costes derivados de la financiación del *segundo ciclo del combustible nuclear*.
- Los costes del *stock* estratégico del combustible nuclear.

304 ¿Cuáles son las razones que justifican los Costes de Transición a la Competencia (CTCs)?

Entre los costes permanentes que han de pagar todos los consumidores eléctricos se hallan los denominados «Costes de Transición a la Competencia» (CTCs).

Los CTCs son costes que aparecen, o pueden aparecer, cuando un sistema eléctrico regulado cambia a un régimen de competencia, o cuando coexisten en él diversas empresas eléctricas con regulaciones diferentes.

Las empresas eléctricas españolas han pasado de un sistema de intervención administrativa, en el marco del cual se acometieron grandes inversiones que fueron programadas mediante planificación centralizada y cuya recuperación –según el Marco Legal Estable basado en valores estándares– estaba garantizada por el propio sistema, a uno basado en el precio del mercado, en el que no tiene por qué estar necesariamente garantizada la recuperación íntegra de esas inversiones a través del libre juego de dicho mercado.

Además, pueden existir otros compromisos regulatorios cuya recuperación completa tampoco quede asegurada por el nuevo sistema, como es la obligación de adquirir energía eléctrica de autogeneradores a un precio primado; o la de aceptar determinados contratos de compra de energía o de combustibles autóctonos, como el carbón nacional, etc. También pueden existir costes derivados de determinadas decisiones regulatorias, cuya recuperación fue diferida en el tiempo para atenuar su impacto en las tarifas eléctricas; o los originados por razones sociales, medioambientales, de gestión de la demanda, segunda parte del ciclo del combustible nuclear, etc.

En suma, los CTCs aparecen porque se cambian las reglas del juego. Así, la Directiva de la UE relativa a las *Normas Comunes para el Mercado Interior* de la electricidad reconoce, en su artículo 24, apartado 1, la necesidad de recuperar los CTCs.

En cuanto a la legislación española, la Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, y el Decreto 2017 de 26 de diciembre de 1997 que la desarrolla, reconocen la existencia de unos costes derivados del «tránsito de un sistema de retribución regulado, a otro en el que el funcionamiento de la generación eléctrica está organizado bajo el principio de libre competencia».

En consecuencia, reconoce a las empresas eléctricas el derecho a percibir una retribución en concepto de CTCs; y calcula esta retribución como la diferencia existente entre los ingresos medios que hubieran obtenido a través de la tarifa eléctrica del anterior sistema intervenido –reducidos en un 32,5%, como contribución de dichas empresas a la implantación del nuevo sistema– y lo que se estima que obtendrán a través del modelo de retribución establecido en la nueva Ley. El periodo de recuperación de estos costes se halla detallado en la Memoria Económica anexa a la Ley del Sector Eléctrico.

La Ley señala también que estos CTCs habrán de ser cubiertos por todos los consumidores.

Además, la Ley del Sector Eléctrico señala que, si el coste medio anual de generación resulta ser superior a las 3,61 cent.€/kWh, el exceso se deducirá del valor de los CTCs; y fija para la recuperación de esa retribución un plazo de diez años, a partir de la entrada en vigor de dicha Ley.

¿Hay que pagar también impuestos por la compra de electricidad?

305

Además de pagar por todos los conceptos definidos en cada tipo de tarifa, todos los consumidores están sujetos a pagar los impuestos o tasas que la Administración Central decida aplicar al consumo eléctrico, como es el impuesto recientemente establecido sobre el consumo destinado a obtener fondos para la reconversión de la minería del carbón nacional.

Para contribuir a la transparencia de los precios eléctricos, en el recibo que se entrega a los consumidores que pagan el suministro a través de tarifas eléctricas reguladas, están claramente reflejados y desglosados los importes correspondientes a todos estos conceptos de impuestos o tasas.

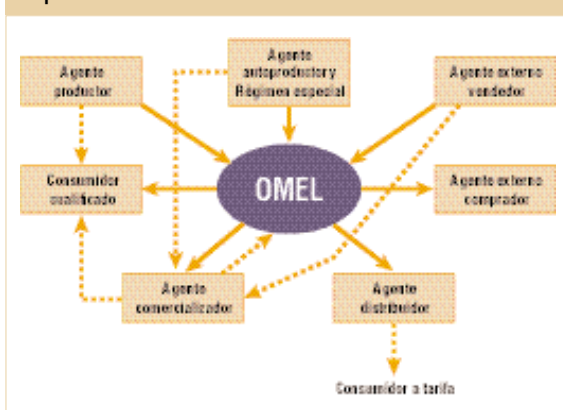
306 ¿Cuáles son los agentes principales que actúan en el Nuevo Sistema Eléctrico?

En el nuevo sistema, el número de empresas y entidades que juegan un papel relevante en el desarrollo del sistema es más numeroso que en el pasado. Esto es debido a diversos factores como son: la creación de nuevos órganos de gestión y regulación del sistema; la liberalización de los intercambios internacionales de electricidad; la separación entre las actividades de transporte y distribución de las de generación o comercialización, etc.

De manera esquemática, las empresas y entidades que van a actuar en el Nuevo Sistema Eléctrico son, fundamentalmente, los siguientes:

- *Los agentes productores de energía eléctrica*, tanto los que formaban ya parte del sistema eléctrico, como los nuevos que se implanten en el marco de libertad de nuevas instalaciones de producción. Su función es generar energía eléctrica para entregarla al Mercado de Producción, y por tanto, deberán construir, operar y mantener las instalaciones necesarias para ello.
- *Los agentes autoproductores*. Se trata de empresas de otras ramas de la industria que poseen unidades de producción para cubrir, fundamentalmente, sus propias necesidades energéticas. Deben estar autorizadas para entregar al sistema la energía excedentaria que generen con dichas unidades. Para ser considerados como tales, han de autoconsumir al menos el 30% de la energía que producen si sus instalaciones tienen menos de 25 MW; y el 50% si tienen una potencia igual o superior a 25 MW.
- *Los agentes productores acogidos al denominado Régimen Especial*. Son titulares de instalaciones de potencia no superior a 50 MW que generan electricidad a partir de sistemas de cogeneración, energías renovables, residuos, etc. y que tienen una consideración específica. La energía procedente de estas instalaciones está excluida de las reglas de competencia del mercado de producción: ha de ser integrada obligatoriamente en el sistema, sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas competitivas de dicho mercado y, en la mayoría de los casos, retribuida a través de un *precio primado* para fomentar su desarrollo.
- Los denominados *agentes externos*, es decir, sujetos de sistemas eléctricos extranjeros que venden o compran electricidad del sistema eléctrico español, en el marco de la liberalización de los intercambios internacionales de energía eléctrica.
- *Las empresas distribuidoras*. Empresas cuya función es distribuir energía eléctrica; desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para tal fin; y vender electricidad a los consumidores sujetos a *tarifa regulada* o a otras empresas distribuidoras.
- *Las empresas comercializadoras*. Empresas encargadas de vender energía eléctrica a los consumidores o a otros agentes del sistema (generadoras, distribuidoras y otras empresas comercializadoras).
- *Los consumidores cualificados*. Clientes finales que han tenido en cada momento reconocida la capacidad de elegir suministrador en función de su volumen anual de consumo, medido por instalación o por punto de suministro. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de electricidad tienen esta capacidad.
- *Los consumidores sujetos a tarifa regulada*. Consumidores que optan por elegir a la empresa distribuidora de su área, y pagan en base a las tarifas establecidas públicamente por la Administración.
- *Los órganos de gestión: el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) y el Operador del Sistema*. Organismos encargados de la gestión de su funcionamiento económico y técnico, respectivamente.
- *Empresa gestora de la red de transporte, Red Eléctrica de España*. Está encargada de la extensión, operación y mantenimiento de las líneas, transformadores, etc. de tensión igual o superior a 220 kV, así como de las interconexiones internacionales y de las que puedan establecerse en el futuro con los sistemas nacionales insulares y extrapeninsulares.

Gráfico VIII.8
Esquema de transacciones en el Mercado de Electricidad



Fuente: OMEL.
Nota: También pueden realizar contratos bilaterales los agentes productores con agentes externos compradores, y los agentes externos vendedores con los consumidores, así como agentes externos vendedores y compradores entre sí.

- *Organos de regulación del sistema.* Fundamentalmente, la Administración General del Estado, a través del Ministerio responsable en materia energética, y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Además, las comunidades autónomas tienen una participación en el desarrollo y funcionamiento del sistema mayor que la que tenían anteriormente.

Un esquema del flujo de transacciones que son posibles entre los agentes del Mercado de Electricidad viene reflejado en el Gráfico VIII.8.

307 ¿Cómo funciona el Operador del Mercado (OMEL)?

El Operador del Mercado (OMEL) gestiona la «casación» de las ofertas y las demandas en el mercado de producción de electricidad. En primer lugar, OMEL recibe las ofertas de venta de energía que formulan, para cada hora del día siguiente, los productores de electricidad que operan en el sistema y las demandas de energía

de los agentes autorizados para hacerlas y los consumidores en general.

Una vez recibidas estas informaciones, OMEL selecciona para cada hora la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, empezando por las que han comunicado las ofertas de energía más baratas, hasta cubrir la totalidad de la demanda. A partir de estas «casaciones», y teniendo en cuenta los contratos físicos bilaterales suscritos entre agentes cualificados y los intercambios internacionales de electricidad, elabora el «programa diario base» de funcionamiento del sistema, que ha de comunicar a continuación al Operador del Sistema y a los agentes que operan en el mercado.

Asimismo, el Operador del Mercado determina los precios finales resultantes para cada periodo horario en el mercado de producción e informa a los agentes de las liquidaciones de cobros y pagos que, como consecuencia de dichos precios, tienen que hacerse entre ellos. Además, ha de poner a disposición de los agentes del sistema toda la información relativa a las ofertas y demandas casadas y no casadas en cada sesión horaria; y publicar en los medios de difusión nacional toda la información de carácter público sobre el mercado que sea de interés general.

Para supervisar el funcionamiento de la gestión económica del mercado, existirá un *Comité de Agentes del Mercado*. Sus funciones primordiales serán comprobar los procesos de «casación» y liquidación del mercado de producción, asesorar al OMEL y proponer medidas regulatorias que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo. El *Comité de Agentes del Mercado* está integrado por 18 miembros que representan a los diversos agentes que operan en el sistema (productores, distribuidores, comercializadores, generadores en régimen especial, autoproductores y consumidores cualificados), al Operador del Mercado y al Operador del Sistema.

El OMEL es una sociedad mercantil en la que, a fin de garantizar su neutralidad e independencia, ningún accionista puede poseer más de un 10% del capital social; además, la suma de las participaciones directas o indirectas de los sujetos que llevan a cabo actividades eléctricas no pueden superar el 40% del mismo.

308 ¿Cómo funciona el Operador del Sistema?

El Operador del Sistema está encargado de garantizar una correcta coordinación del sistema de producción y transporte de electricidad, a fin de asegurar la calidad y la seguridad en el suministro de energía. Las funciones del Operador del Sistema han sido encomendadas por la Ley 54/1997 a Red Eléctrica de España (REE), a la que encarga, asimismo, de las funciones de Operador de la Red, es decir, de la gestión de la red de transporte de electricidad.

El Operador del Sistema elabora el funcionamiento diario de las instalaciones de producción de electricidad a partir del «programa diario base» elaborado por el operador del mercado. Para ello, ha de tener en cuenta las restricciones técnicas existentes en la red de transporte, o las derivadas de decisiones de política energética nacional, que pueden obligar a efectuar modificaciones en las «casaciones» entre ofertas y demandas de energía, así como los resultados del Mercado de Servicios Complementarios. Sobre la base de todo ello, elabora el «programa diario viable provisional» del funcionamiento del sistema.

Asimismo, gestiona los programas de intercambios internacionales de electricidad, a corto plazo, con otros países que son necesarios para mantener o incrementar la seguridad y calidad del suministro.

Tiene también que informar de la capacidad de transporte e interconexión del sistema eléctrico, así como de las necesidades de interconexión con otras redes eléctricas; analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red y limitar el acceso a ésta cuando no se disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro; y establecer, en coordinación con los agentes del sistema, planes de maniobra para garantizar la *reposición del servicio* en caso de interrupciones.

Como puede deducirse fácilmente, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema han de funcionar con un elevado grado de coordinación. Esto es de especial importancia para hacer frente adecuadamente a situaciones excepcionales que puedan tener lugar en las redes de transporte o en el sistema de generación.

309 ¿Continúa garantizada la seguridad del suministro de electricidad en el Nuevo Sistema Eléctrico?

La Ley del Sector Eléctrico señala que «todos los consumidores tendrán derecho al suministro de energía eléctrica en el territorio nacional, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las comunidades autónomas».

El nuevo sistema se basa en el funcionamiento de un mercado liberalizado y competitivo, en el que los poderes públicos no van a actuar directamente, pero sobre el cual van a ejercer una *supervisión*, a través de entidades y mecanismos claramente definidos, destinada a garantizar el adecuado funcionamiento de las reglas de dicho mercado.

Así, por ejemplo, la Ley autoriza al Gobierno para que adopte las medidas necesarias para garantizar el suministro eléctrico en caso de riesgo grave para el mismo, como podrían ser situaciones de falta de disponibilidad de una o varias fuentes de energía, o circunstancias excepcionales en las que pueda estar en peligro la integridad física de personas o instalaciones.

Otras medidas especiales que puede aplicar el Gobierno son, por ejemplo, el establecimiento de limitaciones o modificaciones en el funcionamiento del Mercado de Producción; la supresión temporal de los derechos de autoprodutores y generadores acogidos al Régimen Especial de producción; la suspensión temporal del *libre acceso de terceros* a las redes de transporte y distribución, y la limitación del uso de determinadas fuentes energéticas por parte de los generadores (o, por el contrario, la obligación de éstos de utilizar determinadas fuentes).

En suma, el Nuevo Sistema Eléctrico ha dado lugar a un mercado liberalizado y competitivo en el cual los poderes públicos van a ejercer una supervisión compatible con los criterios de mercado. Esta supervisión podría, en casos excepcionales, llegar a la suspensión temporal de algunos de los fundamentos del sistema si ello fuera necesario para garantizar el derecho de los consumidores a recibir el suministro en condiciones adecuadas de calidad y seguridad.

310 ¿Qué función tiene la Administración General del Estado en la regulación del Nuevo Sistema Eléctrico?

Desde el punto de vista ejecutivo, la responsabilidad máxima en materia de regulación del sistema eléctrico la ejerce la Administración General del Estado, a través del ministerio competente en materia energética, a quien la nueva legislación define como el «*Órgano Regulator Principal*» del sistema. Algunas de las responsabilidades más importantes que la Ley del Sector Eléctrico le encomienda son:

- Establecer la regulación básica de las actividades eléctricas.
- Regular la organización y funcionamiento del Mercado de Producción de electricidad y los mercados que puedan derivarse de él.
- Autorizar las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma.
- Fijar las tarifas eléctricas y los peajes por el uso de las redes, y regular la estructura de los precios eléctricos.
- Establecer los requisitos mínimos de calidad y seguridad del suministro.

311 ¿Cuál es la función de la Comisión Nacional de Energía (CNE)?

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo adscrito a la Administración General del Estado, que tiene como objetivo «*velar por la competencia efectiva en el sistema y por su objetividad y transparencia, en beneficio de todos los sujetos que operan en él y de los consumidores*».

La primera de las funciones que la Ley asigna a la CNE es la de actuar como *órgano consultivo* de la Administración en materia energética. Asimismo, la

Ley del Sector Eléctrico encomienda a la Comisión, entre otras, las funciones siguientes:

- Actuar de árbitro en los conflictos que puedan surgir entre los agentes del sistema, siempre y cuando las partes así lo decidan voluntariamente.
- Velar para que las actividades energéticas se lleven a cabo en régimen de libre competencia.
- Inspeccionar las condiciones técnicas en las que se encuentran las instalaciones energéticas.
- Participar en la elaboración de normas o proyectos, informar sobre cualquier aspecto relacionado con el funcionamiento del nuevo sistema, hacer propuestas para mejorarlo e iniciar o informar expedientes sancionadores.

Para asesorar a la CNE e informar acerca de sus actuaciones, existe un *Consejo Consultivo*. Éste está formado por representantes de la Administración Central, de las comunidades autónomas, de las empresas energéticas, del Operador del Mercado, del Operador del Sistema, de los consumidores y de agentes implicados en la conservación del medio ambiente. Está prevista la existencia de una *Comisión Permanente* más reducida para facilitar los trabajos de este Consejo.

¿Qué función tienen las comunidades autónomas en el Nuevo Sistema Eléctrico? 312

El *Nuevo Sistema Eléctrico* español reconoce y concede competencias significativas a las comunidades autónomas. Entre ellas, se encuentra el desarrollo reglamentario de la nueva Ley en el ámbito de competencia de cada comunidad, la inspección de las instalaciones eléctricas cuando su funcionamiento no afecte a otra comunidad autónoma, etc. También tienen un elevado nivel de participación en la promoción de la producción con instalaciones de cogeneración y energías renovables, y en la elaboración de planes de ahorro y eficiencia energética en su ámbito territorial.

313 **¿Cómo se están adaptando las empresas de UNESA a la implantación del Nuevo Sistema Eléctrico?**

Las empresas eléctricas de UNESA promocionaron, desde el principio, la introducción del nuevo modelo de liberalización del sector eléctrico en España, mediante la firma del Protocolo Eléctrico en 1996. Este nuevo sistema supone un cambio estructural muy importante, determinado por la desregulación y apertura de los mercados, la innovación tecnológica y la penetración de nuevas formas de energía primaria. Las empresas eléctricas están realizando un esfuerzo enorme para conseguir una mejora de la eficiencia de sus estrategias. Éste ha hecho posible que la misión que tienen encomendada por la Ley del Sector Eléctrico de suministrar el kWh en todo el territorio nacional y con una calidad adecuada se esté cumpliendo de forma satisfactoria.

Para asegurar el suministro de electricidad con la calidad de servicio apropiada es necesario que las señales económicas enviadas al sistema sean las adecuadas en todo momento. Aunque, en un mercado liberalizado, los incentivos a la inversión deben venir determinados por las expectativas de rentabilidad ofrecidas por el propio mercado, el hecho de que una parte sustancial de las actividades eléctricas estará

siempre sujeta a la regulación supone que las tarifas eléctricas seguirán jugando un papel esencial en las decisiones de inversión de las sociedades. Por lo tanto, el marco regulatorio que se establezca deberá ser claro, previsible y estable para que ofrezca confianza a los agentes económicos en la toma de decisiones empresariales.

El ámbito comunitario está ampliando la escala geográfica de los mercados, teniendo en cuenta que el establecimiento del Mercado Interior de la energía no está exento de grandes dificultades, básicamente derivadas de la necesaria homogeneización de los sistemas energéticos en los países de la Unión Europea (elegibilidad de los consumidores, requerimiento de servicio público, grado de segregación de las actividades, etc.) y de las reglas del mercado, ya que éstas son aún bastante dispares.

En definitiva, la posición de las empresas eléctricas de UNESA es clara, tanto en el marco español como en el contexto internacional: apoyar las acciones encaminadas a asegurar el suministro eléctrico futuro en base a fuentes diversificadas, en un mercado liberalizado y con un marco regulatorio que permita atraer la realización de nuevas inversiones. Es importante, por ello, que las Administraciones Públicas promuevan acciones para agilizar los trámites administrativos necesarios para el desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas, ganándose la aceptación social a través de información abundante, transparente y objetiva.