Entiende el mercado eléctrico

Cristóbal J. Gallego

Marta Victoria

El Observatorio
Crítico de la Energía

El **Observatorio Crítico de la Energía** (OCE) es fundado a comienzos de 2007 por un grupo de jóvenes ingenieros y científicos que, unidos en torno a un análisis común de los problemas de la sociedad, deciden comenzar una actividad pública orientada a la transformación y regeneración del sistema democrático. Los principios sobre los que se organiza dicha actividad tienen su origen en una crítica a la insostenibilidad ecológica y económica de nuestra sociedad y a la degradación de la cultura democrática. Concebido como una organización de carácter esencialmente progresista y crítico, el OCE es un foro de discusión y análisis en el que se intenta generar un discurso riguroso e informado para abordar estas cuestiones desde una postura que combine la solvencia del método científico con la conciencia política y social.

`Entiende el Mercado Eléctrico`
es obra de
El Observatorio Crítico de la Energía
y está acogido a licencia
Creative Commons
(http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/)

1ª edición: 12 de Enero de 2012
2ª edición (corregida): 28 de Octubre de 2012

www.observatoriocriticodelaenergia.org
www.observaelmercadoelectrico.net

Prefacio

A día de hoy parece incuestionable que la energía juega un papel fundamental en nuestra sociedad. En concreto, la energía eléctrica gana cada vez más terreno en la vida cotidiana, representando una porción importante del consumo de energía final que realizamos. Si además consideramos la versatilidad de esta forma de energía (se puede transportar casi instantáneamente, se puede generar a partir de muy diversas fuentes), es previsible que, en un escenario a medio y largo plazo de escasez de recursos fósiles, la energía eléctrica predomine en todos los ámbitos (industria, transporte, etc.).

La gestión de un sistema eléctrico, entendido como aquél formado por todos los participantes e infraestructuras involucradas en el ciclo generación-transporte-consumo de electricidad, representa un reto multidisciplinar y de gran envergadura. Por un lado existe el problema técnico, ya que la generación y el consumo de electricidad deben estar equilibrados en todo momento. Existe una dimensión económica, ya que es necesario establecer marcos y mecanismos adecuados para retribuir a los generadores y establecer unos precios reales a los consumidores. Finalmente, y no menos importante, están las consideraciones medioambientales: la generación eléctrica a día de hoy implica el consumo de combustibles fósiles, la generación de residuos radiactivos, la emisión de gases de efecto invernadero y sustancias tóxicas, el consumo de materias primas y agua y el uso de suelo entre otros. Parece evidente que en un mundo con recursos finitos, no puede planearse un sistema eléctrico al margen de estas consideraciones.

Por su carácter estratégico y de servicio público, la gestión del sistema eléctrico ha sido considerada tradicionalmente una competencia estatal. Sin embargo, durante los últimos años se han liberalizado en Europa los mecanismos para definir su dimensión económica, abandonando el concepto de tarifas diseñadas por el Estado para dar lugar a los llamados mercados eléctricos.

Desde *El Observatorio Crítico de la Energía* consideramos que en España este proceso de liberalización no ha ido acompañado de la información necesaria para que el ciudadano de a pie comprenda cuáles son los nuevos mecanismos que definen el precio que a día de hoy paga por la electricidad, ni tampoco el marco en el que las empresas eléctricas deciden y configuran nuestro parque de generación, y que a fin de cuentas provocará las consecuencias medioambientales que todos podamos disfrutar o tengamos que sufrir.

El fin de este informe es doble. Por un lado queremos dar de manera objetiva las claves necesarias para comprender cómo funciona el mercado eléctrico en España. Para ello, empezamos en el capítulo 1 con una introducción a conceptos básicos de un sistema eléctrico, donde además repasamos su funcionamiento previo al proceso de liberalización (el Marco Legal Estable). Al final del capítulo se esbozan las dos componentes que forman el precio de la electricidad en el nuevo marco liberalizado: la componente regulada y la componente de mercado. La componente regulada, que se aborda en el capítulo 2, se emplea en pagar actividades

que siguen siendo reguladas (transporte y distribución), así como otras cuestiones de política energética. El capítulo 3 explica cómo se determina la componente de mercado, dada por los acuerdos alcanzados entre generadores y consumidores en régimen de libre competencia.

El segundo objetivo es aportar nuestra visión particular sobre el mercado eléctrico como marco para gestionar el sector eléctrico, incidiendo en algunas características propias de su diseño pero también en algunas particularidades de la experiencia vivida en nuestro país durante los últimos catorce años. Para ello, hemos recogido en el capítulo 4 lo que llamamos "Las siete falacias del mercado eléctrico español", orientadas a desmentir algunos de los mensajes injustificados que, respaldados por la mencionada falta de información, se vuelcan a menudo en los medios de comunicación de manera impune.

Durante la redacción de este documento hemos intentado evitar en la medida de lo posible farragosas descripciones que desmotiven al lector, pero sin renunciar al objetivo principal de proporcionar una visión amplia del mercado eléctrico que permita el seguimiento de nuestras reflexiones. En cualquier caso, esperamos vuestros comentarios y críticas para las futuras versiones de este informe. Podéis hacérnoslas llegar a: observaelmercadoelectrico@gmail.com

Índice general

1. Introducción al Sistema Eléctrico **5**
1.1. Agentes de un sistema eléctrico 5
1.2. El sistema eléctrico basado en las tarifas reguladas: El Marco Legal Estable . 7
1.2.1. Resumen histórico de cifras durante el MLE 9
1.3. El sistema eléctrico basado en el mercado liberalizado 10

2. Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad **13**
2.1. Costes de transporte y distribución 15
2.2. Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMEL y CNE 15
2.3. Costes asociados a la compensación de la generación extrapeninsular 15
2.4. Costes de adquisición de régimen especial 16
2.4.1. Las primas a la energía solar fotovoltaica 18
2.5. Costes asociados a la industria del carbón: prima al consumo del carbón nacional, stock de carbón y plan de viabilidad Elcogas 19
2.6. Costes asociados a la industria nuclear: moratoria nuclear, segunda parte del ciclo del combustible nuclear y stock estratégico de uranio 19
2.7. Costes de transición a la competencia (CTC) 21
2.8. Costes asociados al déficit de tarifa 22
2.9. Resumiendo, ¿cómo se forma la componente regulada del precio de la electricidad? 23

3. Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad **25**
3.1. El mercado diario 26
3.2. Los mercados intradiarios 32
3.3. Resultados del mercado y precio final 34
3.4. La Tarifa de Último Recurso 35

4. Las siete falacias del mercado eléctrico español **40**
4.1. FALACIA Nº1: La mejor manera de administrar el sistema eléctrico en España es mediante un mercado libre 40
4.2. FALACIA Nº2: El mercado incentiva las tecnologías más eficientes, garantizando el precio mínimo de generación 41
4.3. FALACIA Nº3: El mercado garantiza el precio mínimo a los consumidores. . 42
4.4. FALACIA Nº4: El mercado es la solución a las ineficiencias propias de una gestión centralizada y pública 43

4.5. FALACIA Nº5: Las primas a las energías renovables constituyen la razón principal del aumento del coste de la electricidad y deben por lo tanto ser eliminadas 45
4.6. FALACIA Nº6: La energía nuclear tiene el coste de generación más bajo y debe por lo tanto ser promovida 46
4.7. FALACIA Nº7: El mercado eléctrico funciona de manera transparente transmitiendo al consumidor el coste real de la electricidad 47

Capítulo 1

Introducción al Sistema Eléctrico

En este capítulo queremos introducir unos conceptos básicos para enmarcar la noción de sistema eléctrico. En concreto, comenzamos con una descripción de las cuatro actividades en que se puede dividir y de cuáles son los actores implicados. Seguidamente introducimos los dos enfoques que se puede dar a su gestión: la gestión regulada, basada en una intervención estatal a todos los niveles, y el marco de libre mercado, donde conviven unos sectores regulados y otros liberalizados.

1.1. Agentes de un sistema eléctrico

El objetivo de un sistema eléctrico es el de cubrir las necesidades de energía eléctrica que presenta una sociedad. Está formado por todos los participantes e infraestructuras involucrados, y se organiza en cuatro tipos de actividades:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Consumo

La **Generación** la llevan a cabo los productores, que son aquellos agentes encargados de generar electricidad a partir de un determinado recurso energético. A día de hoy existen muchas alternativas con características muy variadas.

Las más tradicionales y extendidas se basan en recursos fósiles tales como el carbón, el petróleo y, más recientemente, el gas natural. Cuentan con la ventaja de poder regular su nivel de generación para acoplarse al consumo, pero sus costes dependen en gran medida del precio del combustible empleado, el cual tenderá previsiblemente a crecer conforme aumente su escasez y los costes de extracción. Otra desventaja es que su uso implica la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero. La energía nuclear actual (energía de fisión) se basa también en un recurso no renovable (el uranio). La operación de las centrales nucleares conlleva una emisión de gases de efecto invernadero despreciable frente a aquéllas que usan los combustibles anteriores. Sin embargo, producen residuos radiactivos de larga duración. Su nivel de generación eléctrica, en el caso de las centrales españolas, es constante, por lo que no

facilita el acoplamiento entre generación y consumo. Es por ello que la producción nuclear es considerada como potencia de base[1].

Un segundo bloque de fuentes energéticas son las energías renovables, basadas en recursos que no se agotan con su uso. Una de las más empleadas tradicionalmente es la energía hidráulica de embalse, que también es regulable contribuyendo al acoplamiento entre demanda y producción en cada momento. Su instalación requiere emplazamientos específicos y pueden causar un gran impacto a los ecosistemas afectados. El volumen de producción medio anual varía con la hidricidad del año. Otras energías renovables, desarrolladas principalmente en la última década, son la energía eólica y la fotovoltaica. Se caracterizan por ser fuentes no regulables, ya que su disponibilidad depende de recursos naturales que pueden llegar a ser muy variables. Su coste actual es superior al de las energías tradicionales pero, estando en una fase inicial de desarrollo y considerando que su precio no depende del agotamiento de ningún recurso, es asumible que éste disminuirá a medida que aumente su implantación. Otra ventaja es que aumentan la independencia energética de un país, disminuyendo el gasto en importación de combustibles. Finalmente, no producen emisiones de gases contaminantes o de efecto invernadero durante su operación. Las centrales termosolares comparten las mencionadas ventajas, pero están en un estado especialmente incipiente con respecto a la eólica y la fotovoltaica. Además, pueden contar con un sistema de almacenamiento que permite la regulación de la producción. Las centrales térmicas de biomasa también permiten regulación en la generación y sus emisiones se compensan con la absorción de CO_2 que se ha producido al originarse la propia biomasa. Por último, cabe mencionar otras fuentes renovables como la mareomotriz, la energía de las olas y la geotérmica, cuya contribución a día de hoy es, en general, testimonial.

El tercer grupo en que podemos clasificar la generación estaría formado el aprovechamiento adicional en otros procesos, como la cogeneración (por ejemplo, el empleo del calor residual que algunas industrias pueden derivar a generar electricidad) y el tratamiento de residuos.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, las anteriores fuentes se dividen en dos grupos. Uno es el régimen ordinario, formado por las fuentes tradicionales (combustibles fósiles, nuclear y gran hidráulica). Otro es el régimen especial, formado por pequeñas unidades de producción (de potencia menor a 50 MW) basadas en energías renovables y en cogeneración, las cuales se priman para fomentar su desarrollo y para retribuir una serie de ventajas implícitas a su uso (menor emisiones, mayor independencia energética, mayor eficiencia por aprovechamiento del calor residual, etc.).

Otra clasificación diferente sería la que distingue aquellas unidades que pueden variar su nivel de generación a voluntad (unidades gestionables), empleadas por REE para ajustar en última estancia la generación al consumo, y las que no.

El **Transporte** consiste, como su propio nombre indica, en transportar la electricidad que han generado los productores. Este concepto se reserva para distancias largas, que se salvan a través de líneas de alta tensión. Una vez cerca del lugar de **Consumo**, la **Distribución** se encarga de llevar a cada consumidor esta electricidad en líneas de media y baja tensión.

[1] La potencia de base es aquella que permite cubrir un determinado nivel de consumo por debajo del cual la demanda total no cae en ningún momento. En el caso de España, la potencia nuclear instalada es de 7.8 GW, mientras que la demanda mínima se suele situar en torno a los 15-20 GW [1]

Estas son las cuatro actividades en que típicamente se divide el sistema eléctrico de cualquier país. Es importante notar que debe existir una alta coordinación entre ellas, dada la principal característica de un sistema eléctrico: *la cantidad de electricidad que se genera y la que se consume (incluyendo las pérdidas eléctricas en su recorrido) debe ser exactamente igual en cada instante*. La manera en la que se planifica, regula y legisla cada actividad configura el tipo de sistema eléctrico que dicho país posee. Como hemos mencionado, hay básicamente dos filosofías diferentes: aquélla basada en las **tarifas reguladas** y la basada en el **libre mercado**. La primera ha sido la tradicionalmente empleada, y en el caso de España se desarrolló con el nombre del Marco Legal Estable. Sin embargo, en la última década hemos presenciado progresivamente la creación de los mercados eléctricos, caracterizados por la liberalización de los segmentos generación-consumo, y que en nuestra península ha conllevado la creación del Mercado Ibérico de la electricidad.

1.2. El sistema eléctrico basado en las tarifas reguladas: El Marco Legal Estable[2]

Se conoce como Marco Legal Estable (MLE) el conjunto de normas y leyes que regularon el sector eléctrico español desde 1988 hasta 1997. Esta regulación estaba basada sobre las premisas de que el sector eléctrico es un elemento estratégico para el desarrollo nacional y de que la electricidad debe ser considerada un bien básico, a cuyo acceso tienen derecho todos los ciudadanos. Por lo tanto, se trataba de un marco esencialmente regulado por el Estado, que asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sector.

El MLE se crea con el objetivo de, como su propio nombre indica, proporcionar un marco estable para todos los agentes del sector. Dicha estabilidad se materializa en garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios aceptables y la recuperación de sus inversiones a largo plazo, así como en establecer de forma transparente tarifas a los consumidores en condiciones de mínimo coste.

La situación de cada uno de los agentes dentro del MLE dependía de su actividad:

- **Generación.** Los más característico fue el uso del concepto "Coste Estándar", por el cual, anualmente, el Ministerio de Industria y Energía reconocía a las empresas eléctricas el coste de generación asociado a cada tipo de fuente (diferenciando incluso por centrales concretas en algunos casos). Este coste incluía principalmente costes de inversión en instalaciones, operación y mantenimiento y combustible. Con el pago de dichos costes, las eléctricas aseguraban la amortización a largo plazo de las instalaciones y un margen de beneficios anual por la actividad desempeñada (ver figura 1.1). Por otro lado, el Estado se reservaba el derecho de fomentar más una tecnología que otra para configurar el mix de generación mediante las revisiones de los costes estándar.

- **Transporte.** El principal cambio que introdujo el MLE en este sector fue la nacionalización de la red de transporte de alta tensión. Antes del MLE, la península se encontraba fragmentada en regiones pobremente conectadas donde las diferentes empresas eléctricas habían creado su propia red orientada al autoabastecimiento. Con la nacionalización se inicia una filosofía de explotación conjunta del sistema eléctrico en todo el país. El

[2] Los datos de este apartado provienen de la fuente [2].

transporte se convierte, pues, en un monopolio natural (lo más eficiente es que sólo exista una empresa responsable). Con este objetivo se crea Red Eléctrica de España (REE).

- **Distribución.** Las redes de distribución siguieron perteneciendo a las empresas eléctricas, encargadas de realizar la distribución y comercialización en las regiones donde tradicionalmente venían operando. De la misma manera que en la generación, se reconocían anualmente los costes asociados a esta actividad para asegurar el mantenimiento de las redes de distribución.

- **Consumo.** El MLE determinaba el precio que los consumidores tenían que pagar la electricidad mediante el concepto de **Tarifa Integral**. La idea central es sencilla: consistía en agrupar los costes totales previstos del sistema eléctrico y dividirlos por la demanda estimada para ese año. Los costes que se incluían eran los siguientes:

  - Costes estándar de las empresas eléctricas para las actividades de generación y distribución, en base a la demanda estimada.
  - Costes de REE para la actividad de transporte.
  - Costes asociados a los desvíos entre demanda estimada y demanda real de años anteriores.
  - Otros costes, tales como stock básico de uranio, segunda parte del ciclo de combustible nuclear, programas de investigación y desarrollo, moratoria nuclear, ayudas al carbón (a partir de 1995), sobrecoste del sistema extrapeninsular, etc.

CUADRO 5.1.1.2

Inversión base estándar por kW instalado

	PTA de 1982
NUCLEAR	
Nuclear antigua	51.373
Vandellós 1	112.214
Almaraz 1 y 2	134.400
Cofrentes, Ascó 1 y 2	180.000
Vandellós 2	229.312
Trillo	252.243
HULLA NACIONAL/IMPORTADA	
Hulla antigua	47.694
Hulla moderna	90.000
LIGNITO	
Lignito pardo	117.000
Lignito negro antigua	55.643
Lignito negro moderna	105.000
Lecho fluido a presión (Escatrón 5)	186.673
FUEL/GAS	
Fuel-Oil antigua	32.993
Fuel-Gas antigua	39.592
Fuel-Oil moderna	54.841
Fuel-Gas moderna	65.809

Figura 1.1: Inversión base según tecnología en el MLE en pesetas de 1982. Fuente: [2]

La figura 1.2 ilustra de forma esquemática la relación entre los principales actores implicados durante el MLE.

De esta manera, el sistema eléctrico podía entenderse como una cadena cerrada en la que los consumidores asumían la totalidad de los costes del sistema a unos precios regulados por la Administración, precios que a su vez aseguraban a las empresas eléctricas la recuperación de las inversiones y otros costes previamente reconocidos por el Estado. Esta presencia estatal

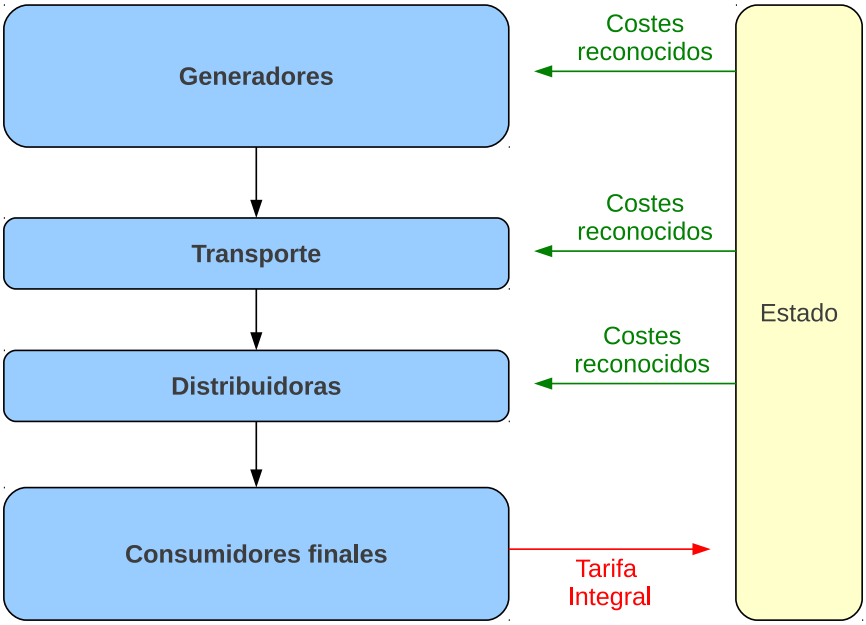

Figura 1.2: Esquema de los principales actores en el Marco Legal Estable. Las flechas en negro indican flujos de electricidad. Las flechas rojas y verdes indican flujos monetarios.

en todos los eslabones de la cadena otorgaba al Estado una capacidad plena para planificar las políticas energéticas del país a corto, medio y largo plazo.

1.2.1. Resumen histórico de cifras durante el MLE

El MLE es heredero de una situación peculiar. En la década previa a su inicio, y como consecuencia de las crisis energéticas de los años 70, los Planes Energéticos Nacionales se centraron en potenciar la diversificación del parque generador para disminuir la dependencia del petróleo. Se llevó a cabo un plan acelerado de centrales térmicas de carbón, centrales hidroeléctricas y la puesta en marcha de la mayor parte del actual parque nuclear. Además, se diseñó un marco para el Régimen Especial por el cual las distribuidoras estaban obligadas a adquirir la energía producida en este régimen a un precio fijado por el Ministerio.

Sin embargo, las previsiones de evolución del consumo resultaron demasiado altas, de manera que al inicio del MLE el parque de generación se encontraba a todas luces sobredimensionado. Tanto es así, que en todo el periodo que duró el MLE la potencia instalada pasó de 41.415 MW (en 1988) a 43.280 MW (en 1997), es decir, un incremento tan solo del $4,5\,\%$ en 9 años (es decir, menos del 0,5 % anual) para cubrir una demanda que evolucionó a un 3,2 % anual.

Durante el MLE se produjo el despegue (en cuanto a energía producida) del Régimen Especial, que pasa de cubrir el 1 % de la demanda en 1988 al 10 % en 1997. Aunque las distribuidoras estaban obligadas a adquirir esa energía a un precio elevado, este coste se les reconocía dentro de los costes estándar. Sin embargo se temió que este progresivo incremento de energía conllevase un incremento excesivo de la Tarifa Integral. Es por ello que en 1994 se establece un nuevo marco retributivo para reducir el coste de adquisición del Régimen

Especial.

Para finalizar, y a modo de resumen del aspecto económico, apuntamos que la tarifa eléctrica creció en todo el periodo del MLE a un ritmo del 2,8 % anual, mientras que la inflación se situaba en el 4, 8 %. Es decir, el coste real de la tarifa eléctrica descendía a un ritmo del 2 % anual.

1.3. El sistema eléctrico basado en el mercado liberalizado

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico[3] inicia en España el proceso de liberalización del sector eléctrico con el objetivo de redefinir los ámbitos de actuación de los actores implicados (Estado, empresas y consumidores). Esta ley elimina explícitamente la noción de suministro eléctrico como servicio público e introduce mecanismos de libre mercado para gestionar parte de las decisiones que con el antiguo marco (Marco Legal Estable) correspondían al Estado.

El proceso de liberalización de los mercados eléctricos se impulsa en el marco de la Unión Europea. La idea es que a partir de unos principios básicos (liberalización de precios y desregularización de las actividades de generación y consumo), cada país desarrolle su propio proceso de manera que las diferentes experiencias permitan el avance hacia mercados energéticos comunes.

En la mencionada ley se diseña un nuevo marco para cada una de las cuatro actividades que conforman el sistema eléctrico (generación, transporte, distribución y consumo), así como el ritmo al que debe ir implantándose en cada uno de ellos, de tal manera que en el año 2009 se culmine el proceso. La idea básica es diferenciar un terreno donde se mantiene la regulación estatal (las relacionadas con el mantenimiento de redes eléctricas: el transporte y la distribución) y otro cuya gestión se transfiere a mecanismos de mercado (generación y comercialización). En particular:

- **Generación.** Se liberaliza la instalación de capacidad. Esto implica que una determinada empresa decide, en base a sus expectativas de mercado, qué tipo de tecnología y en qué cantidad instala para generar electricidad. Asimismo, la retribución asociada a la actividad de generar deja de estar regulada y pasa a definirse por mecanismos de mercado.

- **Transporte y Distribución.** Siguen siendo actividades reguladas. Se consolida el papel de REE como único transportista y operador del sistema. La distribución la siguen realizando las mismas empresas distribuidoras, que se desvinculan de la comercialización[4]. Su reparto geográfico puede verse en la figura 1.3.

- **Consumo.** Se liberalizan los precios y se crea la figura de la comercializadora de electricidad. Organizativamente, la adquisición de energía se lleva a cabo en dos mercados: el mercado minorista, donde los consumidores domésticos y pequeñas empresas firman un contrato libre con una de las comercializadoras que compiten en régimen de libre competencia y que les factura la electricidad consumida, y el mercado mayorista, en el que las comercializadoras y los grandes consumidores directos adquieren la electricidad

[3] Disponible en www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf

[4] En teoría, una misma empresa no puede realizar su actividad en un segmento liberalizado (generación, comercialización) y otro regulado (transporte, distribución) a la vez. En la práctica, las mismas empresas se encuentran en todos los segmentos mediante la creación de holdings.

a los generadores mediante mecanismos de mercado, además de abonar una tarifa que le permita el acceso a la red eléctrica, que aquí denominamos componente regulada. Se ve, por tanto, que las comercializadoras realizan un papel de "intermediario administrativo" entre el lado generación y el pequeño consumidor, haciendo las veces de comprador en el mercado mayorista y de vendedor en el mercado minorista.

Figura 1.3: Reparto geográfico de las distribuidoras. Fuente: www.proyectostipo.com

La figura 1.4 muestra el esquema del nuevo marco liberalizado. Este esquema comparte con el anterior Marco Legal Estable la idea de que son los consumidores finales los que cubren los costes de todo el sistema eléctrico con el pago de sus facturas. La diferencia ahora radica en que el coste del kilovatio-hora engloba dos componentes, que se obtienen por separado:

- **La componente regulada**: Orientada a cubrir los costes del sistema (transporte y distribución), así como sufragar otros incentivos aún competencia del Estado (incentivos a la disponibilidad, primas al Régimen Especial, incentivos al carbón autóctono, Costes de Transición a la Competencia, etc.). Este tema se aborda en el capítulo 2.

- **La componente de mercado**: Obtenida por mecanismos de mercado entre productores y consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos) en régimen de competencia. Este tema se aborda en el capítulo 3.

Es importante señalar que los consumidores domésticos y pequeñas empresas pagan a la comercializadora contratada según un contrato libre que sufraga ambas componentes además del margen de beneficios de la propia comercializadora. Puesto que este margen en principio depende del contrato alcanzado, los datos no son homogéneos, y en este trabajo los omitimos, pero de considerarlos, habría que incluirlos en la componente de mercado. Además, en la situación actual, la mayor parte de los pequeños consumidores están acogidos a la Tarifa de Último Recurso, cuya componente de mercado se determina por otro mecanismo que explicamos con más detalle en el apartado 3.4

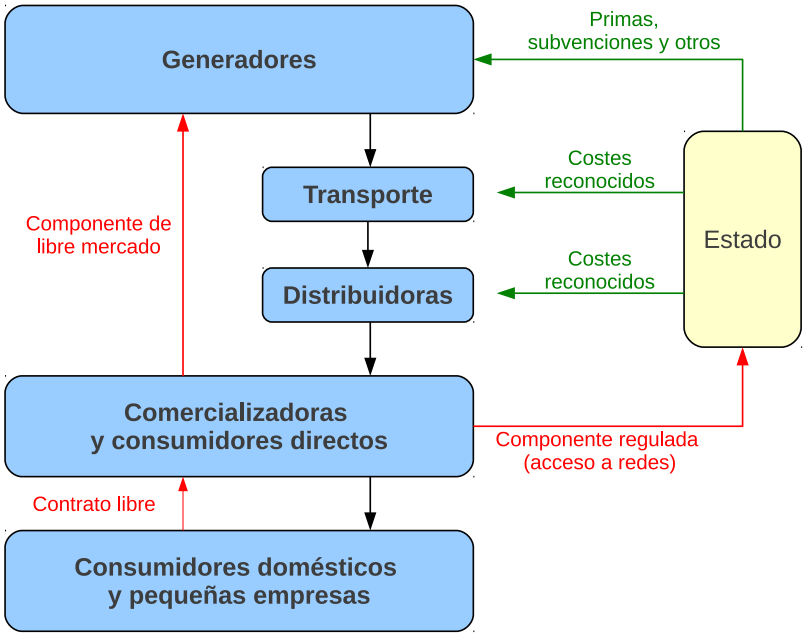

Figura 1.4: Esquema de los principales actores en el mercado liberalizado. Las flechas en negro indican flujos de electricidad. Las flechas rojas y verdes indican flujos monetarios.

A modo de resumen, la figura 1.5 muestra la evolución de estas dos componentes promediadas anualmente durante los últimos años. Se observa que el coste de nuestra factura de la luz se divide en dos mitades que son prácticamente iguales (componente regulada y de mercado).

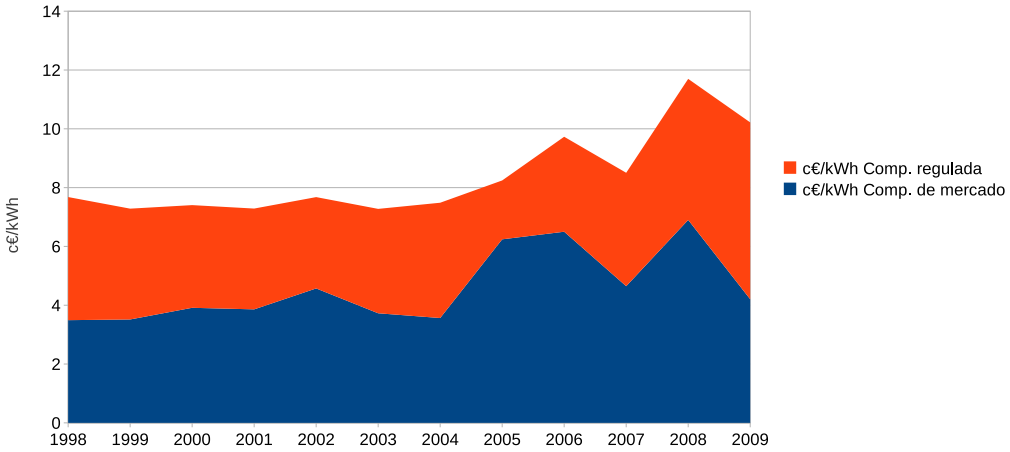

Figura 1.5: Desglose del coste del kilovatio-hora en sus dos componentes: regulada y de mercado (promediadas anualmente). Elaboración propia a partir de [3].

Capítulo 2

Análisis de la componente regulada del precio de la electricidad

Como ya hemos avanzado en el capítulo 1, el precio que pagamos por la energía que consumimos no es solamente el que se deriva de lo que cuesta producir esa energía sino que a deben añadirse otros costes que tiene el sistema eléctrico. Todos estos costes extra se recogen en la componente regulada del precio de la electricidad e incluyen desde el peaje que hay que pagar por utilizar las líneas de alta tensión (transporte), hasta el mantenimiento de los organismos necesarios para la correcta operación del sistema eléctrico u otros costes como el déficit de tarifa o las primas a las energías renovables. El objetivo de este apartado es explicar en qué consiste cada uno de estos costes y cuantificar qué cantidad de dinero ha supuesto para los consumidores eléctricos con el fin de ponderar su importancia relativa así como su influencia en el precio final de la electricidad.

En la tabla 2 y en la figura 2.3 se recogen los totales anuales de todos los costes que se incluyen en la componente regulada de tarifa desde 1998 hasta 2009[1]. Todos los datos han sido obtenidos de los informes anuales que publica la Comisión Nacional de Energía (CNE y antigua Comisión Nacional del Sistema Eléctrico –CNSE–) [3]. Algunos de los costes, como el peaje por el transporte de la electricidad en las líneas de alta tensión, resultan intuitivos aunque no ocurre lo mismo con todos. A lo largo de las siguientes secciones se detalla cuál es el origen de aquellos costes que resultan menos obvios analizando también algunas de sus consecuencias.

[1] Datos más recientes disponibles en el momento de la redacción.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Adquisición régimen especial	1,198	1,426	1,575	1,889	2,202	2,250	1,234	1,445	692	544	725	1,520	16,702
Primas al régimen especial							1,243	1,246	1,785	2,284	3,372	5,001	14,930
Transporte	507	521	550	582	627	696	834	937	1,013	1,090	1,246	1,344	9,948
Distribución y comercialización	2,788	2,813	2,824	2,899	2,957	3,017	3,569	3,578	3,666	4,250	4,364	4,528	41,252
Comp. Régimen Especial e Interrumpibles	5	7	7	18	18	16	16	15	16	14	15		147
Moratoria Nuclear	420	392	380	379	396	425	475	421	131	4	4	15	3,440
2ª parte ciclo combustible nuclear	95	93	95	98	111	101	113	30	42	51	63	68	959
Stock combustible nuclear	7	4	2	1									14
REE	6	6	6	8	13	14	32	34	31	29	28	42	251
OMEL	4	7	7	8	9	9	9	10	16	16	21	5	121
CNE (+CNSE cuando existía)	11	7	7	8	9	10	11	12	14	14	15	17	135
Compensación generación extrapeninsular	189	119	107	122	199	207	227	362	397	1,118	1,165	1,348	5,560
Déficit 2003, 2006,2007,2008						214	209	236	211	393	1,342	1,089	3,693
Revisión generación extrapeninsular						20	21	22	16	93	382		553
Plan Ahorro y Eficiencia Energética									173	177	336	309	995
Déficit 2005									140	344	390	424	1,298
Prima consumo carbón nacional	306	261	98	174	248	156	188	83	76	80	93		1,762
Stock carbón	25	25											49
Costes de transición a la competencia (CTC)	1,030	628	534	104	997	91	202	3,741					7,327
Plan viabilidad ELCOGAS									43	76	65	33	216
SUMA	6,591	6,284	6,192	6,290	7,784	7,226	8,384	12,171	8,462	10,576	13,626	15,744	109,330
Déficit			-290	-150	-959			-3,811	-3,047	-1,227	-6,160	-4,886	-20,527

Tabla 2.1: Desglose de la componente regulada del precio de la electricidad entre 1998 y 2009. Importes expresados en millones de euros. Fuente: [3].

2.1. Costes de transporte y distribución

Aunque tanto transporte como distribución hacen referencia a la conducción de electricidad por la red, el término transporte se reserva para las distancias largas donde se utilizan líneas de alta tensión y el término distribución para las distancias más cortas cercanas a los puntos de consumo y que se realiza en media y baja tensión. El coste acumulado (entre los años 1998 y 2009) del transporte es de aproximadamente 10.000 millones de euros, mientras que el coste de distribución y comercialización asciende a más de 40.000 millones de euros. En los datos que proporciona la CNE se engloban en un mismo concepto (*distribución y comercialización*) el coste de trasportar la electricidad por las líneas de media y baja tensión y el margen de beneficios que obtiene las empresas comercializadoras por la gestión de las tarifas de último recurso (sección 3.4) por lo que resulta difícil valorar qué cantidad está asociada a cada aspecto y cómo de ajustado es dicho margen comercial.

2.2. Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMEL y CNE

Red Eléctrica de España (REE) es la empresa dedicada al transporte de la energía y a la operación del sistema eléctrico. Es la encargada de velar por la seguridad de la red y garantizar que los intercambios de energía que se producen en cada nodo de la red resultantes de los acuerdos alcanzados en el mercado eléctrico son seguros desde el punto de vista técnico. La ley 17/2007 [4] la reconoció como único transportista y operador del sistema. OMEL[2] es el Operador del Mercado Ibérico de Energía siendo responsable de la gestión de oferta de compra y venta de electricidad en los mercados diarios e intradiarios, de las subastas CESUR y de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondientes. Por último, el objetivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) es velar por la competencia efectiva de los sistemas energéticos (mercado eléctrico y de hidrocarburos) y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan dichos sistemas y de los consumidores.

Los costes acumulados que han supuesto estos organismos para el sistema eléctrico son, en millones de euros, 135 (CNE), 121 (OMEL) y 251 (REE). Aunque la necesidad de dichos organismos es indudable, destaca el hecho de que los costes acumulados asociados al mantenimiento del complejo mercado necesario para vender y comprar energía, esto es los costes de OMEL, son del mismo orden que los asociados a garantizar la seguridad del sistema en todo momento, es decir, los asociados a REE.

2.3. Costes asociados a la compensación de la generación extrapeninsular

Además del sistema eléctrico peninsular existen en España otros sistemas con propiedades muy particulares. Es el caso de las islas Baleares donde existen dos subsistemas eléctricamente aislados: el sistema Mallorca-Menorca y el sistema Ibiza-Formentera. Está previsto la interconexión de los dos subsistemas así como la conexión del sistema Mallorca-Menorca con el

[2] Desde el 1 de julio de 2011 esta entidad se denomina OMIE

sistema peninsular a través de enlaces submarinos [5]. En el caso de las islas canarias existen seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño y su interconexión no es viable en este caso debido a la gran profundidad del fondo marino salvo en un única excepción: los subsistemas de Lanzarote y Fuerteventura. Desde 2006 es Red Eléctrica el operador de todos estos sistemas extrapeninsulares.

La falta de conexión de estos subsistemas con un sistema eléctrico de mayor tamaño supone una menor estabilidad del sistema y un mayor coste de generación eléctrica, es por ello que entre los aspectos de la componente regulada de la tarifa eléctrica se encuentra un término asociado a la compensación de los costes de generación en los sistemas extrapeninsulares siendo estos costes un claro ejemplo de solidaridad a nivel estatal para garantizar el acceso de todos los ciudadanos a una electricidad asequible. En la tabla resumen aparecen dos conceptos: la compensación de la generación extrapeninsular (prevista para cada año) y la revisión de la generación extrapeninsular (que se refiere a la revisión con respecto a la previsión de los años anteriores) el total acumulado por ambos conceptos entre 1998 y 2009 asciende a 6.113 millones de euros.

2.4. Costes de adquisición de régimen especial

Se definen como *régimen especial* todos aquellos generadores con potencia inferior a 50 MW que utilicen como energía primaria renovables o residuos, y aquellos otros como la cogeneración que implican un tecnología de alta eficiencia y un ahorro energético notable. Por una parte estas tecnologías conllevan ventajas muy significativas como la baja emisión de gases de efecto invernadero, el menor impacto sobre el entorno, la valorización de los residuos, el aumento de la soberanía energética del país, la disminución de las importaciones de combustible con la consecuente mejora de la balanza de pagos del país, o la disminución de pérdidas por transporte cuando las fuentes de generación están situadas muy cercanas a los lugares de consumo. Por otro lado, en la mayoría de los casos se trata de tecnologías en fase de desarrollo y que tienen por lo tanto unos costes asociados superiores a otras tecnologías más contaminantes pero mucho más maduras. Es por ello que se establecen unas ayudas económicas para favorecer la incorporación de estos generadores de régimen especial al sistema eléctrico y acelerar el desarrollo a gran escala de tecnologías limpias. Ahora bien, cuando participan en el mercado eléctrico liberalizado los productores de régimen especial tienen dos opciones [6]:

- Verter su producción de electricidad a la red y percibir por ello una tarifa fija para cada kilovatio-hora que produzcan.
- Vender su electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso el productor de régimen especial recibirá el precio por kilovatio-hora que se fije en el mercado más una prima establecida en céntimos de euro por kilovatio-hora. Para algunas tecnologías esta prima es variable y depende del precio fijado en el mercado (con el fin de garantizar una cierta rentabilidad de las instalaciones y simultáneamente evitar una remuneración excesiva). Hay algunas tecnologías, como la eólica, que ya se decantan mayoritariamente por esta opción. Por ejemplo, durante el año 2009, el 94 % de la energía eólica producida se vendió a través del mercado de producción de electricidad [7].

La figura 2.1 muestra la evolución temporal de la retribución total recibida por las distintas fuentes de generación en régimen especial. En la misma figura se muestra la evolución del precio medio del mercado para los productores que se decantaron por la opción mercado, de manera que la distancia entre la curva negra y las barras muestra para cada año la ayuda en forma de prima (o de diferencia entre tarifa fija y precio de mercado) recibida por cada tecnología. El caso de la energía solar fotovoltaica que ha recibido unas ayudas significativamente superiores a las demás se analiza en detalle en la próxima sección.

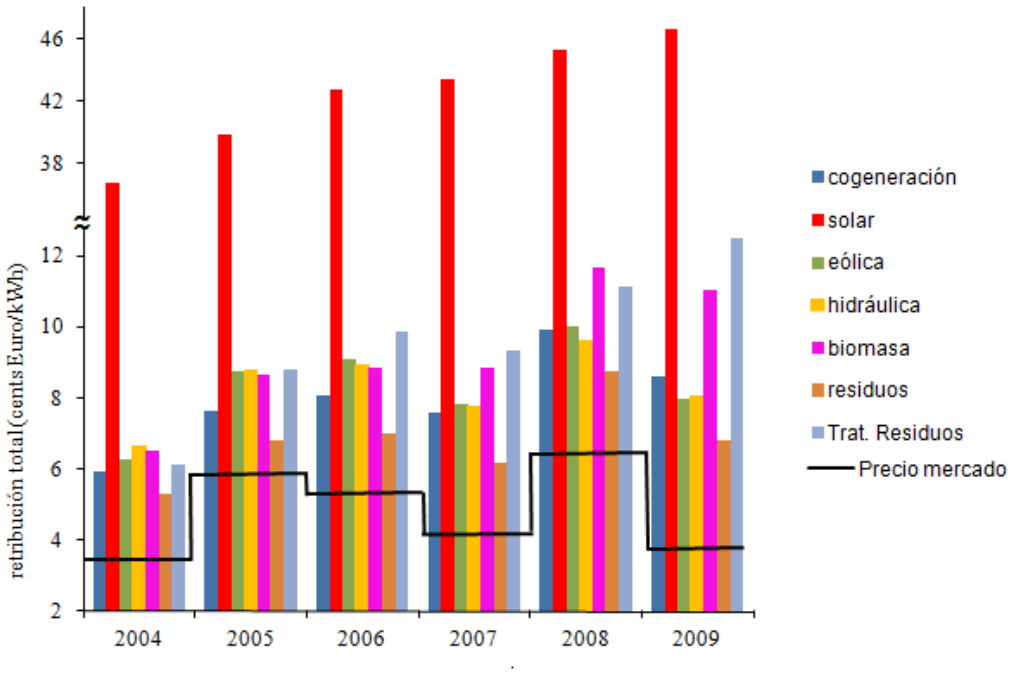

Figura 2.1: Retribución total por kWh producido de las tecnologías de régimen especial. La línea negra representa el precio medio de mercado que alcanzó la electricidad cada año así que la diferencia entre las barras y la línea negra supone las primas recibidas por cada fuente de energía. Elaboración propia a partir de los datos de [7].

El total integrado entre 2004 y 2009 en concepto de primas a la energía de régimen especial suma aproximadamente 15.000 millones de euros[3]. Las energías renovables, puesto que dependen de un recurso no acumulable, suelen ofertarse en el mercado a precio cero y son por lo tanto (junto a la nuclear) las primeras que se utilizan para cubrir la demanda de electricidad en un determinado momento. Aunque cómo se determina el precio de venta de la energía en el mercado eléctrico está explicado en detalle en el apartado 3.1, la idea general es que el precio en el que las curvas de oferta y demanda agragadas de energía se igualen (denominado precio marginal) será el que reciban todas las centrales de generación que se utilicen para cubrir la demanda. Así pues, la existencia de una cantidad de MWh renovables

[3] Para los años previos a 2004 no se ha realizado la separación entre primas equivalentes y costes de adquisición de régimen especial porque no se dispone de esta información; por ello los dos conceptos se recogen dentro del apartado adquisición de régimen especial

ofertados a precio cero desplaza la curva de oferta[4] hacia la derecha haciendo que el precio de casación al que se retribuye toda la energía que entra en mercado sea menor que en el caso de no existir estas renovables. Algunos análisis muestran cómo en el mercado español existe una clara correlación inversa entre la cantidad de energía renovable casada en el mercado diario y el precio de casación de éste [8]. Este hecho puede ocasionar que, para determinadas horas, el coste de las primas a la energía renovable sea menor que el ahorro en el precio de la electricidad por el desplazamiento del punto de casación obteniéndose incluso un ahorro neto. El cálculo global del ahorro que supone la modificación de los precios de casación debido a la presencia de renovables es complejo ya que habría que determinar cuál habría sido el precio marginal para cada una de las horas del año si no hubiese habido producción en régimen especial ofertada a cero y suponer que los distintos productores no habrían modificado su estrategia de ofertas en el mercado. Dicho cálculo, aunque sin duda resultaría muy ilustrativo, escapa al alcance de este informe. Es posible, sin embargo referenciar estimaciones similares realizadas tanto para el caso de Alemania [9] como para España [10] cuyos resultados indican que el ahorro propiciado por las renovables puede llegar a ser del mismo orden que las primas recibidas por éstas.

2.4.1. Las primas a la energía solar fotovoltaica

En la figura 2.1 se observa cómo el importe recibido por cada kilovatio-hora generado mediante energía solar fotovoltaica (FV) es muy superior al de resto de tecnologías. Las razones que han motivado unas primas tan cuantiosas para la FV tienen que ver con el temprano estadio de desarrollo de la tecnología pero también con una normativa de primas muy poco acertada. Aunque previamente existían otras normativas que establecían ayudas para la generación FV la norma que supone un cambio de paradigma es el R.D.661/2007 [6] que establece una tarifa fija de 41,75 cent€/kWh si la potencia instalada es mayor de 100 kW y de 44,04 cent€/kWh si es menor. La elevada retribución que establecía este decreto junto con la ausencia de un límite de potencia instalada que podía acogerse a esta tarifa atrajo a numerosos inversores (muchos de ellos abandonaban en esos momentos el mercado urbanístico) y produjo el conocido *boom* fotovoltaico español, que llevó a que en septiembre de 2008 se habían instalado en España 3.2 GW (cuando el objetivo para 2010 había sido establecido por el Plan de Energías Renovables [11] en 400 MW). La picaresca y la falta de control permitió que todos los nuevos generadores FV se acogieran a la tarifa para instalaciones inferiores a 100 kW dividiendo a nivel administrativo las plantas solares en tantas unidades generadoras como fuera necesario. Para evitar esta situación, el R.D.1578/2008 ([12]) fijaba una nueva retribución decreciente que comenzaba en 32 cent€/kWh (para instalaciones en suelo) y 34 cent€/kWh (para instalaciones en tejado) y establecía un limite de potencia instalada anualmente en 500 MW en total. Aunque el nuevo decreto fue exitoso en cuanto a que limitó considerablemente el importe total dedicado a primas a la FV, los sucesivos bandazos administrativos afectaron notablemente a la industria fotovoltaica.

De hecho, antes del fin del R.D.661/2007 la demanda de paneles e instaladores FV era tan alta que el precio de la instalación aumentó (en lugar de disminuir gracias al factor de escala como pretendía la normativa). El mercado FV español creció hasta ser capaz de instalar prácticamente 3 GW anualmente y cuando la normativa cambió hacia el R.D.1578/2008 que

[4] Cómo se alcanza el precio de casación a partir de la curva de oferta y demanda es explicado en detalle en el apartado 3.1

limitaba la potencia anual a 500 MW las empresas productoras e instaladoras de energía solar FV sufrieron una importante contracción que acabó con muchas de ellas. Resulta éste un claro ejemplo de cómo las primas para el desarrollo de una tecnología deben ser diseñadas con suficiente acierto para no producir situaciones contraproducentes. Es bastante probable que unas primas escalonadas en las que la tarifa disminuye a medida que se instala cierta capacidad (como las que ya se habían aplicado en Alemania) hubiesen sido mucho más adecuadas para favorecer el desarrollo de instalaciones generadoras FV a un precio rentable sin suponer un coste excesivo en la componente regulada de tarifa.

2.5. Costes asociados a la industria del carbón: prima al consumo del carbón nacional, stock de carbón y plan de viabilidad Elcogas

La prima al consumo del carbón nacional es, como su propio nombre indica, una ayuda para aventajar al carbón nacional (de menor calidad) frente a los carbones extranjeros. Las ayudas estatales al consumo de carbón, que son fuertemente criticadas ya que suponen subvencionar la fuente de generación eléctrica con mayor emisión de CO_2 por kWh generado, tienen su origen en el mantenimiento de la minería como sector estratégico en determinadas provincias españolas así como los puestos de trabajo asociados. Desde 1998 se han pagado por este concepto 1.762 millones de euros. El importe asociado al stock de carbón que se mantuvo en los años 1998 y 1999 es de 49 millones de euros. Por último el concepto "plan de viabilidad Elcogas" hace referencia a las ayudas que recibe la planta piloto de Elcogas (situada en Puertollano) donde se ensaya la posibilidad de captar CO_2 para reducir las emisiones asociadas a esta forma de generación energía. Dada su naturaleza experimental, dicha planta tenía problemas para garantizar su sostenibilidad económica, lo que llevó al gobierno a crear un plan de ayuda por el que la planta recibe una prima de 4 cent€/kWh generado [13, 14].

2.6. Costes asociados a la industria nuclear: moratoria nuclear, segunda parte del ciclo del combustible nuclear y stock estratégico de uranio

En 1984, con el gobierno del PSOE en el poder, se aprueba la moratoria nuclear que supone la prohibición de construir centrales nucleares y la cancelación (en 1991) de 5 de estas centrales antes de que entren en funcionamiento. Las razones para su aprobación son varias y complejas pero entre ellas se pueden citar el exceso de potencia instalada, la pérdida de competitividad de la energía nuclear al aumentar los costes de inversión[5], el problema del terrorismo en las plantas nucleares vascas (Lemóniz I y II) y el creciente movimiento ecologista antinuclear en España tras el accidente de Three Mile Island en 1979 (y reforzado posteriormente por otros como el accidente de Chernóbil en 1986 y el incendio en la central española de Vandellós I en 1989).

[5] La política monetaria posterior a la crisis propició una subida de las tasas de interés con el consiguiente encarecimiento de los préstamos. Además, los propietarios de las centrales nucleares españolas habían contraído deuda en dólares para financiar su construcción y la evolución del tipo de cambio con la peseta les fue desfavorable [15]

En 1991 la aplicación de dicha moratoria supone la cancelación de la entrada en funcionamiento o detención de la construcción de 5 centrales nucleares en España (Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo II). Para compensar a las empresas que habían realizado una inversión o que tenían previsto hacerlo (por ejemplo, la central de Trillo II sólo estaba en la fase de preparación de terreno) se fijo una indemnización total de 4.381 millones de euros y se decidió que el 1,72 % de la tarifa eléctrica irá a compensar a estas empresas con el objetivo final de liquidar la compensación en 2020 de manera que su influencia sobre la tarifa eléctrica no fuese excesiva [16]. Posteriormente, en 2006 como la amortización estaba ocurriendo demasiado rápido se revisó este porcentaje y se redujo al 0,33 % de la tarifa eléctrica fijando el fin previsto de la compensación en 2015 [17]. Es por ello que aunque todavía no hemos acabado de pagar la compensación por la moratoria nuclear su influencia sobre la tarifa es muy pequeña a partir de 2006, como se muestra al final de este capítulo en la figura 2.3. Hasta el momento se ha pagado a las empresas en concepto de moratoria nuclear 3.440 millones de euros.

Desde el comienzo de la liberalización del mercado eléctrico en 1997 la moratoria nuclear ha dejado de estar vigente y las empresas que quieran pueden construir centrales nucleares sin más limitaciones que la normativa de seguridad impuesta por el Consejo de Seguridad Nuclear.

La segunda parte del ciclo del combustible nuclear también está incluido en la componente regulada del precio de la electricidad. Una parte del dinero recaudado por este concepto subvenciona los Planes Generales de Residuos Radiactivos (PGRR) [18] de ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos) a través de los cuales se gestiona el tratamiento de los residuos nucleares una vez que éstos han sido utilizados en las centrales y el desmantelamiento de dichas centrales cuando llegan al final de su vida útil. Hasta 2005 el PGRR se pagaba con el dinero recaudado en la componente regulada de la tarifa eléctrica; entre 2005 y 2010 los consumidores sufragaban el coste de gestión de residuos generados antes del 31 de marzo de 2005 y las empresas propietarias de centrales nucleares los generados posteriormente; a partir de 2010 la tarifa solo se encarga de sufragar los costes generados por centrales que hayan cesado su actividad antes del 1 de Enero de 2010 (en esta situación se encuentran las centrales de José Cabrera, conocida como Zorita, y Vandellós I) estando el resto sufragado por las empresas propietarias de las centrales. Merece la pena recalcar el hecho de que la mayoría de centrales nucleares ya están próximas al final de su vida útil por lo que la gestión de residuos nucleares habrá sido sufragada a partir de la componente regulada de tarifa durante la mayor parte de la vida útil de las centrales. Es destacable también el hecho de que el VI PGRR presupuesta la gestión de los residuos hasta el año 2070 obviando los costes asociados a la vigilancia de residuos de alta actividad que serán peligrosos durante miles de años. El importe acumulado en concepto de segunda parte del ciclo del combustible nuclear entre 1998 y 2008 asciende a 959 millones de euros. Si se divide este importe entre la cantidad de energía nuclear generada hasta la fecha [19] se obtiene que por cada kWh nuclear generado se paga en la componente regulada de la tarifa, es decir, se subvencionan 0,14 cent€.

El stock de combustible nuclear hace referencia al coste asociado a mantener una cantidad de uranio almacenada para poder seguir operando las centrales en caso de existir algún problema de suministro con los países desde los que España importa la totalidad del uranio

que consume[6]. El mantenimiento de este stock corre a cargo de la empresa pública ENUSA y aunque hasta el año 2001 se pagaba mediante un porcentaje de la tarifa eléctrica, desde entonces es costeado por las empresas propietarias de las centrales nucleares. Los costes asociados al stock de uranio entre 1998 y 2001 ascienden a 14 millones de euros.

Por último, se debe señalar que, en España, el límite que las empresas productoras de energía eléctrica de origen nuclear tendrían que pagar en caso de un hipotético accidente está fijado en 700 millones de euros. La razón principal de la existencia de este límite (cuyo origen se remonta a la *Ley Price-Anderson* promulgada en EEUU en 1957 cuando empiezan a funcionar las primeras centrales nucleares) es la reticencia de las empresas aseguradoras a garantizar indemnizaciones mayores. En caso de accidente, el importe de estas hipotéticas indemnizaciones hasta 1.200 millones de euros correría a cargo del Estado y entre 1.200 y 1.500 millones de euros correría a cargo de los estados firmantes de los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil en materia de energía nuclear. Existen estudios [20] que señalan que en caso de que las centrales nucleares tuvieran que contratar un seguro privado con el que cubrir los costes totales de un accidente nuclear las primas de seguros supondrían un aumento del coste de generación de electricidad del 300 %. Este respaldo estatal supone por lo tanto una subvención encubierta que recibe la energía nuclear, a la que se permite no asegurar sus accidentes al 100 % como sí lo hacen el resto de fuentes de generación [21, 22, 23, 24].

2.7. Costes de transición a la competencia (CTC)

Durante el tiempo que estuvo vigente el Marco Legal Estable, entre 1988 y 1997, las tarifas que pagaban los consumidores debían ser suficientes para costear los gastos de la generación de electricidad. Mediante el R.D. 1538/1987 [25] se reconocieron para cada una de las diferentes tecnologías de producción existentes en el momento unos gastos de inversión que debían recuperarse a largo plazo a través de la tarifa regulada. En total, se reconocieron unos costes de inversión para todas las centrales existentes de aproximadamente 56.700 millones de euros[7]. Casi la mitad de ellos, 24.000 millones de euros, correspondía a costes de inversión de centrales nucleares, no porque la potencia nuclear instalada fuese la mitad sino porque el coste unitario reconocido por kilovatio instalado fue muy superior al de las instalaciones de carbón o gas [2].

Cuando entra en vigor la liberalización, estos costes de inversión no habían sido pagados en su totalidad por lo que se establecen los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTC) [26]. El objetivo de los CTC era garantizar a las empresas generadoras la recuperación de la inversión realizada ahora que la nueva situación de competencia en el mercado de electricidad no garantizaba que dichas centrales vendieran toda su producción de energía como sí ocurría en el contexto del Marco Legal Estable.

Por ello las empresas eléctricas[8] recibirían como CTC la diferencia entre el precio de mercado y el precio de referencia (que se fijó en $3,606$ cent€/kWh). Si el precio de mercado

[6] En el año 2009, las importaciones de uranio de España fueron: 45 % Rusia, 22 % Australia, 20 % Níger, 6 % Kazajistán, 5 % Canadá, 1 % Ucrania y 1 % Sudáfrica [19]

[7] Estos costes de inversión se reconocieron en pesetas pero para mantener la coherencia con el resto del informe se indican aquí en euros habiendo utilizado el factor de conversion de 1000 pesetas = 6 euros

[8] El reparto de CTC entre las empresas se realizaba según unos porcentajes fijados inicialmente en 51,2 % para Endesa, 27,1 % para Iberdrola, 12,9 % para Unión Fenosa y 5,7 % para Hidrocantábrico

era inferior al de referencia las empresas eléctricas recibirían una compensación y si ocurría lo contrario y el precio de mercado era superior al de referencia deberían abonar ellas la diferencia.

Ahora bien, al obtener precios de mercado muy superiores al de referencia, a finales de 2005 los CTC pendientes de cobro resultaban negativos, es decir, las empresas habían recibido más dinero por los precios fijados en el mercado que el que se había considerado necesario para garantizar la rentabilidad, es por ello que mediante el RD 7/2006 [27] se suprimen los CTC. Existe cierta controversia en relación a la cantidad total de dinero recibido por las empresas generadoras en concepto de CTC en parte porque gran parte de los CTC reconocidos a las empresas pasaron a formar parte del déficit de tarifa y no fueron retribuidos en los años correspondientes. Varios autores señalan cómo las empresas generadoras eléctricas recibieron 12.000 millones de euros (cantidad superior a los 8.400 que se habían establecido como límites)[28]. Al eliminarse los CTC en 2006, antes de cuando estaba previsto (2010), estos garantizaron la rentabilidad a la empresas que no podían perder por el cambio normativo mientras que, los beneficios extra obtenidos debido al mismo no fueron reembolsados[29].

2.8. Costes asociados al déficit de tarifa

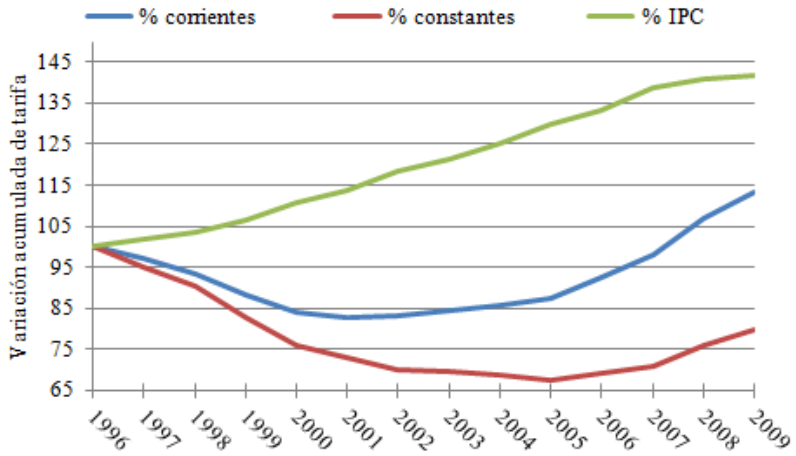

Figura 2.2: Evolución de la tarifa en términos constantes y corriente entre 1997 y 2009. Evolución del IPC en el mismo periodo de tiempo. Fuente: [30].

El déficit de tarifa se genera cada año cuando los ingresos del sistema eléctrico son inferiores a los costes del mismo. Entre 1997 y 2009, mientras se estaba produciendo la liberalización del mercado eléctrico los costes resultantes de sumar la componente regulada de tarifa y la componente resultante del mercado eran superiores al precio de la electricidad que pagaban los clientes TUR sujetos a tarifa ya que dicho precio seguía estando marcado por el Estado. El coste de la energía se mantuvo artificialmente bajo principalmente para controlar la inflación[9] y mejorar la competitividad de la industria estatal al ser el precio de la energía un

[9] En el R.D. 1432/2002, se define la metodología para establecer la tarifa de referencia, impidiendo que ésta aumente más del 2 % anual entre 2003 y 2010 [31]

factor determinante en ella. Esto se observa claramente en la figura 2.2 donde se muestra la evolución de la tarifa desde el comienzo del proceso de liberalización en 1997 junto con la evolución del IPC. Se puede apreciar claramente que mientras el IPC es monótonamente creciente durante todo el período, la tarifa eléctrica en términos constantes, es decir, expresada siempre en "pesetas de 1997" es decreciente durante la mayor parte del periodo referido.

Esta situación que ocasiona un déficit tarifario fue concebida como temporal. Sin embargo, se ha continuado produciendo una vez completado el proceso de liberalización del mercado eléctrico. La razón es que actualmente un gran número de consumidores (la mayor parte de los consumidores domésticos) compran su electricidad a través de la tarifa de último recurso –TUR– (ver apartado 3.4). Si la componente de la TUR que resulta del mercado es demasiado elevada, la única alternativa que tiene el Gobierno para evitar que este incremento de precio se traslade a los consumidores es disminuir la componente regulada y el único mecanismo posible para ello es generar un déficit.

La consecuencia principal de ese déficit es que los consumidores actuales disfrutamos de energía más barata que pagarán (con los intereses correspondientes) los consumidores del futuro. Del mismo modo, el aumento de la inflación y la pérdida de competitividad de las empresas españolas energéticamente intensivas sólo se han postergado unos cuantos años [32]. En total la deuda acumulada hasta diciembre de 2009 es superior a 20.000 millones de euros de los cuales hasta esa misma fecha solo habíamos pagado 4.991 millones de euros[10].

2.9. Resumiendo, ¿cómo se forma la componente regulada del precio de la electricidad?

La componente regulada del precio de la electricidad está formada por todas los costes necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico además de la propia generación de electricidad. En la figura 2.3 se muestra la evolución temporal del coste de cada uno de los conceptos recogidos en la componente regulada del precio de la electricidad. Los gastos asociados a cada uno de los aspectos de la componente regulada han sido divididos entre el numero de kWh generados cada año para obtener un coste en cent€/kWh. Se aprecia claramente cómo los conceptos que suponen un mayor porcentaje del total son los costes de transporte y comercialización y distribución junto con la adquisición del régimen especial. Para los años de los que se disponía de información (a partir de 2004) la componente de adquisición de régimen especial se ha dividido en dos partes; lo que se denomina prima al régimen especial y adquisición del régimen especial. Para el régimen especial que se retribuye a una tarifa fija, el coste que habría tenido esa energía en el mercado está incluida en el apartado costes de adquisión mientras que la diferencia entre el coste de mercado y la tarifa fija está incluida en el apartado primas. Para los generadores de régimen especial que compiten en mercado, la retribución que consiguen en mercado está recogida en la componente de mercado (por lo tanto no se muestra en esta gráfica) y la prima que recibieron está incluida dentro del apartado primas. Esta división no se muestra para años anteriores porque se desconocen los

[10] Las empresas eléctricas titularizaron sus deudas que fueron adquiridas por empresas financiadoras en dos procesos (uno para el déficit el el periodo 2000-2002 y otro para el déficit del año 2005), por eso aparecen dos conceptos separados en la tabla resumen 2. Los déficits de tarifa de años posteriores fueron subastados directamente por la CNE

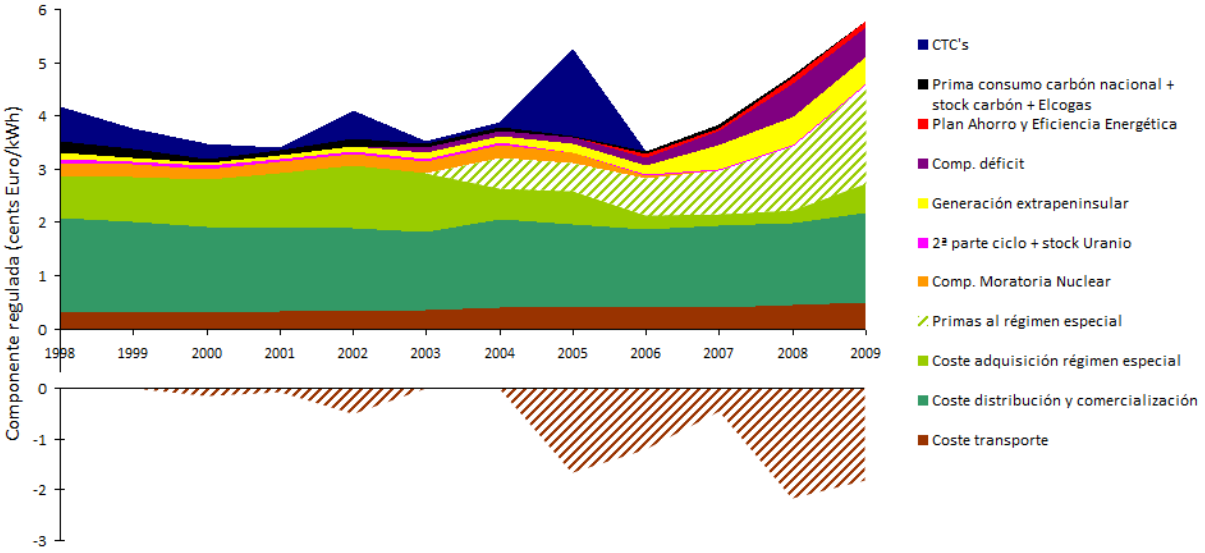

Figura 2.3: Evolución temporal de los costes recogidos en la componente regulada de la tarifa eléctrica. Fuente: Elaboración propia a partir de datos en [3].

datos aunque obviamente podría hacerse de manera equivalente.

Para el período de tiempo considerado (1998-2009) los tres apartados con mayor coste de la componente regulada representa prácticamente el 76 % del total (38 % la comercialización y distribución, 29 % la adquisición y primas a las renovables y 9 % el transporte). Por detrás de ellos resultan significativos los CTC (7 %), la compensación a la generación extrapeninsular (6 %), la compensación de la moratoria nuclear (3 %) o la prima al consumo de carbón nacional (2 %). Entre el resto de aspectos cuya importancia en coste integrado es menor quedan los costes asociados a la CNE, REE y OMEL, el stock de carbón, el plan de viabilidad de Elcogas, la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear o el plan de ahorro y eficiencia energética.

Respecto al déficit de tarifa, el área violeta de la figura representa para cada año el pago de déficit de años anteriores y su suma integrada para todo el periodo 1998-2009 representa el 5 % del total. Sin embargo el déficit contraído cada año se ha representado en el eje negativo de la figura 2.3 (también en cent€/kWh). Como se observa en la figura el déficit de tarifa se ha utilizado para suavizar la evolución del precio de la electricidad corrigiendo las variaciones anuales –mucho más bruscas– de los costes de la componente regulada.

Capítulo 3

Análisis de la componente de mercado del precio de la electricidad

En este capítulo se describen los mecanismos por los que productores y consumidores acuerdan un precio y unas cantidades de energía a intercambiar, generando así la componente de mercado del precio de la electricidad esquematizada en las figuras 1.4 y 1.5.

Estos mecanismos (mercados) consisten en una serie de procedimientos para el intercambio de información entre productores y consumidores de manera que aquellos productores dispuestos a generar al menor precio abastezcan a aquellos consumidores dispuestos a pagarlo; todo esto bajo la principal restricción de un sistema eléctrico ya mencionada: generación y consumo tienen que ajustarse en todo instante. Así, aquellos productores que, empleando una determinada tecnología (centrales de gas, aerogeneradores, etc.), generan a menor coste son los que obtienen más cuota de mercado, lo que serviría de señal a los inversores a la hora de decidir sobre futuras instalaciones. De esta manera, el parque eléctrico tendería, de forma natural, a una configuración de mínimo coste.

¿Quién participa en estos mercados?

Los agentes que participan en estos mercados (denominados mercados mayoristas por el volumen de energía que gestionan) son conocidos como unidades de mercado, y básicamente se distingue entre productores y consumidores cualificados.

Una unidad de producción generalmente hace referencia a una unidad física tal como una turbina de gas, de manera que una central de carbón con tres turbinas acude a los mercados como tres unidades de mercado independientes a la hora de realizar ofertas. Sólo en casos especiales de instalaciones de pequeña potencia (como turbinas eólicas o plantas fotovoltaicas) se permite que una unidad englobe a varias unidades físicas (como por ejemplo, un parque eólico).

Un consumidor cualificado que acude a un mercado mayorista a adquirir energía es típicamente una comercializadora o un gran consumidor directo (una industria cementera, por ejemplo). Las comercializadoras posteriormente formalizan contratos con pequeños consumidores (hogares, empresas) para revenderles la electricidad adquirida, obteniendo así unos beneficios por el papel de intermediarios. De esta manera se genera un mercado minorista en

el que los consumidores finales tienen en teoría la posibilidad de elegir aquella comercializadora que les ofrezca contratos más ventajosos, lo que nuevamente proporcionaría, mediante mecanismos de competencia, mayores cuotas de mercado a aquellas comercializadoras que más ajusten su margen de beneficios.

El resto del capítulo se centra en los mercados mayoristas, ya que son los propios del llamado Mercado Eléctrico, objeto de este informe.

¿Hay uno o varios mercados?

Existen varios mecanismos por lo que productores y consumidores pueden acordar un determinado precio por una determinada cantidad de energía:

- Mercados no organizados: son contratos bilaterales (estables en precios y cantidades) que acuerdan un productor y un consumidor de motu proprio para un periodo de tiempo determinado (por ejemplo, seis meses).
- Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL), donde acuden agentes de mercado españolas y portuguesas. El MIBEL comprende a su vez:
  - Mercado a plazos o mercado de futuros, que organiza el polo portugués (OMIP), donde se subastan contratos estables a largo plazo.
  - Mercados de producción diarios e intradiarios (mercado spot), que organiza el polo español (OMEL). Son mercados horarios donde se deciden precios y cantidades para todas y cada una de las horas de año.
- Otra serie de mercados que gestiona REE orientados a organizar los ajustes de última hora para asegurar el mencionado equilibrio instantáneo entre generación y consumo: mercados de servicios complementarios, solución de restricciones técnicas, gestión de desvíos, etc.

En la península ibérica, la mayor parte de la electricidad se gestiona en el mercado spot (mercados diario e intradiarios)[1], donde un elevado número de participantes (productores y consumidores) acuden para realizar sus ofertas y concretar el precio de la electricidad para cada hora. Por su interés y relevancia en la determinación del precio, el resto del capítulo se centra en explicar estos mercados.

3.1. El mercado diario

El objetivo del mercado diario es el de definir el precio y las cantidades de energía que los productores van a verter a la red eléctrica y los consumidores van a absorber de ella durante una determinada hora. Este mercado se realiza todos los días, de manera que en torno a las 14h del día D-1 se fija un precio de la electricidad (común para todos los participantes) para cada una de las 24 horas del día D, así como qué productor va a producir y cuánto en cada una de esas horas.

Tal vez lo más sencillo para comprender cómo se alcanzan estas cifras sea ilustrarlo con datos reales para un día cualquiera, por ejemplo, el 2 de junio de 2009 (que llamaremos día

[1] En el 2005, por ejemplo, era del 90 % [33]

D). Consideremos el caso de una central térmica de ciclo combinado de Iberdrola ubicada en Escombreras (Cartagena, Murcia). Se puede encontrar información pública de esta central en la lista de unidades de OMEL[2] (en particular, su código de unidad de mercado: "ESC6"), en el registro ordinario del Ministerio de Industria[3] (potencia instalada, tipo de combustible y otros datos administrativos) y además, por tratarse de una instalación contaminante, en el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes PRTR[4] (localización geográfica, consumos, emisiones, residuos, etc.).

Realización de ofertas

Como unidad generadora, ESC6 debe realizar antes de las 10h del día D-1 sus 24 ofertas para las 24 horas del día D (que se denominan por H01, H02, ... , H24). Una oferta consiste en una curva creciente que relaciona tramos de potencia y precios a los que está dispuesta a producir durante esa determinada hora. Por ejemplo, la oferta que esta central realizó para la hora H15 se recoge en la figura 3.1[5]:

c€/kWh	MW
3.67	80
3.82	+105
3.97	+148
8.03	+2.6

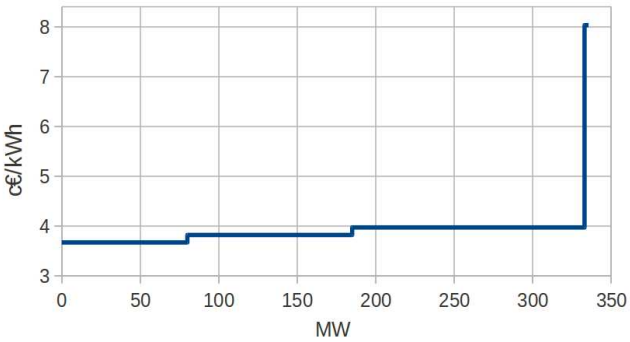

Figura 3.1: Oferta de venta de una central de ciclo combinado de Iberdrola (unidad ESC6) para la hora H15 del 2 de junio de 2009. Elaboración propia a partir de datos de [34].

La lectura de esta oferta es la siguiente: esta central, para la hora y el día mencionados, estaría dispuesta a producir a un nivel de potencia de 80 MW por un precio de 3,67 cent€/kWh; a un nivel de 185 MW si el precio fuese de 3,82 cent€/kWh; y así, sucesivamente, hasta un nivel de 335,6 MW si el precio alcanzase los 8,03 cent€/kWh.

Todas las unidades de generación realizan sus propias ofertas para cada hora. Análogamente, los consumidores hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio, cuya lectura es la siguiente: "estoy dispuesto a adquirir una determinada cantidad de energía a un precio dado, pero si el precio es más bajo, estoy dispuesto a adquirir aún más energía".

[2] http://www.omel.es/informes_mercado/listados/LISTA_UNIDADES.XLS
[3] http://www.mityc.es/energia/electricidad/RegimenOrdinario/Documents/Pord_0611.xls
[4] http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?id_complejo=3239
[5] Los datos relativos a las ofertas realizadas al mercado se hacen públicos pasados tres meses. Se pueden consultar en la base de datos de OMEL (http://www.omel.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp) o gráficamente en http://www.observaelmercadoelectrico.net/Explora/formulario2.htmlgo#go_app2

La casación

Pasadas las 10h del día D-1 OMEL ha recibido todas las oferas de productores y consumidores. Lo que se hace entonces es generar, para cada hora, las curvas agregadas de oferta y demanda ordenando, por tramos de menor a mayor, todas las ofertas de generación y por tramos de mayor a menor todas las ofertas de adquisición. La figura 3.2 muestra las curvas agregadas obtenidas para el caso de la H15. Se resalta la posición en la que quedaron los cuatro tramos de la oferta realizada por ESC6.

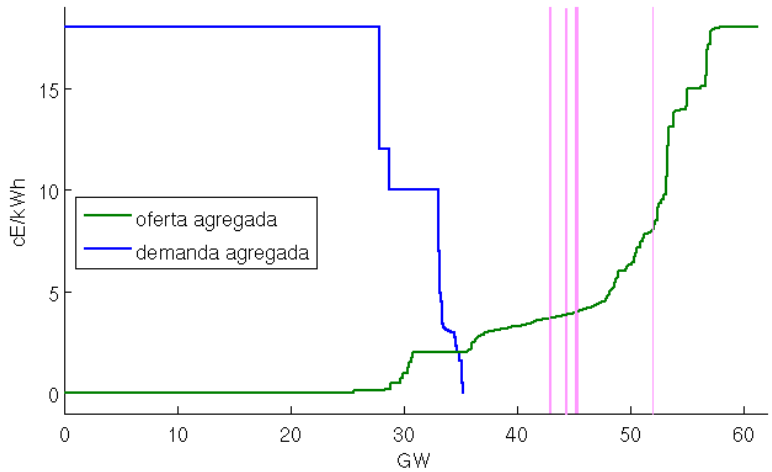

Figura 3.2: Curvas agregadas de oferta y demanda para la hora H15 del 2 de junio de 2009. Las bandas verticales señalan los cuatro tramos de la oferta realizada por la central de ciclo combinado de Iberdrola ESC6. Elaboración propia a partir de datos de [34].

En teoría, el corte de estas curvas indicarían el volumen de energía acordado así como el precio de casación. En concreto, los tramos de las curvas que "han casado" (los que quedan a la izquierda del precio de casación) indican a cada unidad el nivel de potencia al que deben generar o consumir durante esa determinada hora. Por tanto, en principio la unidad ESC6 no debería verter potencia a la red durante la hora H15, ya que no ha casado ningún tramo de su oferta para esta hora.

Sin embargo, estas curvas deben modificarse a menudo por dos motivos:

- Si la capacidad de interconexión entre España y Portugal se supera, se produce lo que se denomina **Market Splitting**, y los mercados de ambos países se resuelven por separado (proporcionando precios de casación diferentes en cada país). Omitimos los detalles de este procedimiento, pero a efectos prácticos implica un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda.

- Las ofertas realizadas cada hora por los generadores, explicadas en el apartado anterior, a veces van acompañadas de **condiciones complejas**. Éstas permiten al vendedor imponer condiciones sobre varias horas a la vez. Por ejemplo, la *restricción por gradiente de carga* permite que una determinada central no case tramos de sus ofertas que impliquen

gradientes en la potencia generada mayores a un umbral dado, debido a limitaciones técnicas. Otra, comúnmente empleada, es la condición de *ingresos mínimos*, por la cual un generador impone un nivel mínimo de ganancias total a obtener en las 24 horas de un día; de no alcanzarse, sus ofertas de generación se retiran. Como consecuencia de incorporar las ofertas complejas en la casación, la curva de oferta agregada de una determinada hora se acorta, retrayéndose hacia la izquierda.

Salvo incidencias, alrededor de las 11h del día D-1 se obtienen estas curvas modificadas, que, ahora sí, determinan el resultado final del mercado diario, indicando para cada hora cuánto tendrá que generar cada productor, cuánto podrá consumir cada consumidor y precio al que dicho intercambio se produce. La siguiente figura muestra estas curvas modificadas para la H15, donde se puede observar que el precio de casación es $P_D^{H15} = 3{,}895$ cent€/kWh y el volumen de intercambio algo superior a los 34 GW. Se destacan los dos primeros tramos de la oferta realizada por ESC6 que han casado tras considerar las modificaciones mencionadas.

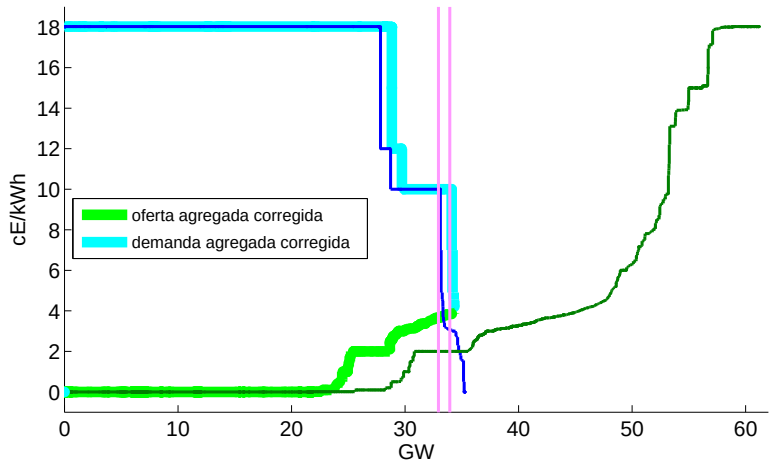

Figura 3.3: Curvas agregadas de oferta y demanda corregidas tras tener en cuenta el Market Splitting y las condiciones complejas (hora H15, 2 de junio de 2009). Las bandas verticales señalan los dos tramos casados de la oferta realizada por la central de ciclo combinado de Iberdrola ESC6. Elaboración propia a partir de datos de [34].

Por lo tanto, esta unidad se ha comprometido a estar produciendo 185 MW durante la H15 del día siguiente a cambio de haber adquirido un derecho de cobro de:

Ganancias de ESC6 en el Mercado Diario (H15) = 185[MW]·1[h]·3,895[cent€/kWh] = 7258 €

Es importante indicar que, si bien las unidades productoras ofertaron a un precio menor que el precio de casación, a todas ellas se les retribuye al mismo precio (es lo que se conoce como *uniform-price auctions*). Igualmente, aunque los consumidores ofertaron a mayor precio, finalmente pagan el kilovatio-hora al precio de casación. Una alternativa a este método es que las unidades paguen o cobren cada una al precio que ofertaron (*pay-as-bid auctions*). Sin embargo, la literatura señala que bajo esta otra metodología no se observarían modificaciones sustanciales en el precio alcanzado, ya que los participantes, en vez de ajustar sus ofertas

según su propio coste de oportunidad, aspirarían a ofertar al precio de casación esperado para maximizar beneficios, lo que genera otro tipo de ineficiencias. En cualquier caso, una discusión sobre este debate está fuera del objetivo del este informe, pero puede encontrarse información referida en [35, 36].

Típicamente ¿a qué precios oferta cada tecnología?

Consideremos un par de curvas agregadas de oferta y demanda como las mostradas en la figura 3.2. Como se ha dicho, todas las ofertas recibidas se dividen en tramos que se ordenan, por lo que es posible encontrar tramos de oferta de una tecnología prácticamente en cualquier parte de la curva. Sin embargo, en promedio, se observan zonas típicas, tal y como se muestra en las figuras 3.4 y 3.5.

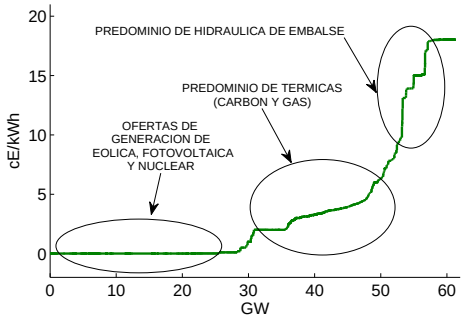

Figura 3.4: Posición típica de las tecnologías generadoras en la curva agregada de oferta.

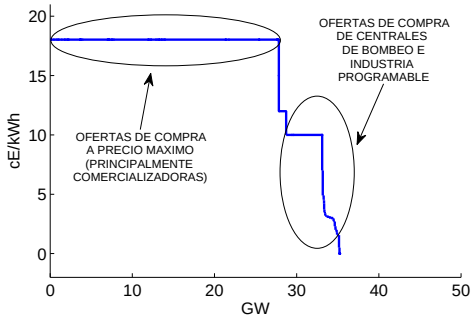

Figura 3.5: Posición típica de los consumidores en la curva agregada de demanda.

¿Por qué las centrales nucleares y los parques eólicos "ofertan a precio cero"?

La respuesta a esta cuestión tiene que ver con otra pregunta más general: ¿en base a qué criterios diseña cada unidad generadora los precios de sus ofertas? En principio, puede parecer que el diseño de una curva como la mostrada en la figura 3.1 refleja los costes de generación de la tecnología implicada, de manera que por debajo de ese precio no le es rentable generar (por el coste del combustible, por ejemplo). Sin embargo, el verdadero motivo para fijar los precios en las ofertas es el **coste de oportunidad**, concepto más amplio que engloba los costes de producción así como otras consideraciones y factores. Por ejemplo, pensemos en una central hidroeléctrica de embalse. Si, debido a una época de lluvias fuerte, las reservas se encuentran al límite de su capacidad y es preciso evacuar agua, la central realizará ofertas a precio muy bajo de manera que se asegure "entrar" en la casación. Al contrario, si el nivel de reservas es muy bajo, entonces realizará ofertas a precio muy elevado para asegurarse que sólo gasta "combustible" (agua) a cambio de una gran remuneración, de manera que puede permitirse el lujo de no producir mientras espera una futura situación de precio de casación elevado. Mencionados estos dos extremos, en la mayoría de los casos la central diseñará sus ofertas en base a una estrategia de máximos beneficios, habida cuenta de todos los factores que le afectan (el nivel de reservas que tenga el embalse, predicción de lluvias, etc.). Dicho de otro modo, la *expectativa* sobre sus posibilidades futuras condiciona el precio actual por debajo del cual se niega a generar.

Evidentemente, cada tecnología evalúa de manera diferente su coste de oportunidad. Las centrales hidroeléctricas están muy condicionadas por la meteorología y la capacidad del embalse, pero no por el coste de su "combustible" (el agua, que reciben gratuitamente). Las centrales térmicas deben evaluar el precio de su combustible (gas, carbón, etc.), la capacidad de stock, la previsión de la evolución de dichos precios, así como el coste de arranque y parada que conlleva una gran turbina.

En el caso de un parque eólico, el combustible es el viento, que es gratis, pero no se puede almacenar para otro momento. Por tanto, si tiene ocasión de generar en una situación de viento favorable, no hacerlo no aumenta la posibilidad de obtener mayores beneficios en el futuro, ya que ni ahorra en combustible ni puede almacenarlo para una ocasión posterior. Dicho esto, si la predicción meteorológica para el día siguiente en el emplazamiento del parque prevé un nivel de generación de varios megavatios, este parque hará una oferta de dicha potencia a un precio cero para asegurar la casación (cabe recordar que, a pesar de ofertar a cero, el precio de retribución es común a todos e igual al precio de casación). Esta estrategia de oferta es también habitual en plantas fotovoltaicas y la hidráulica fluyente (sin presa) por los mismos motivos.

Las centrales nucleares también ofertan a precio cero, pero por otros motivos. Las centrales nucleares, por la tecnología involucrada, tienen poca capacidad de variar su nivel de producción en el tiempo. Es por ello que se considera una potencia base y lo deseable es que funcionen a potencia nominal (salvo en los periodos de reposición de las barras de uranio, de mantenimiento, o de paradas de emergencia). Por tanto, las ofertas a precio cero buscan asegurar la casación para mantener un nivel de producción constante, dejando que el precio que recibirán como retribución lo marquen el resto de tecnologías que ofertan a otros precios mayores por otros motivos.

Considerando como ejemplo los diferentes costes iniciales y de mantenimiento de estas tecnologías (eólica, fotovoltaica y nuclear), queda pues aclarado que el precio de oferta que hacen las unidades generadoras en el mercado diario no tiene que ver meramente con el coste de la tecnología en sí, sino con la mayor o menor versatilidad que cada tecnología proporciona para elaborar una estrategia de máximos beneficios en un contexto de libre mercado.

Y con respecto a la curva de demanda, ¿qué condiciona las ofertas de compra?

Con respecto a la curva de demanda, las comercializadoras hacen ofertas de adquisición de los volúmenes de energía que estiman necesarios para abastecer a sus clientes. Suelen hacerlo al llamado "precio instrumental", que es el máximo permitido ($18,03$ cent€/kWh). Esto es así para asegurar la casación. Se observa pues la incapacidad de las comercializadoras para responder a señales de precio, ya que independientemente de éste, no pueden arriesgarse a no obtener en el mercado los volúmenes de energía que previsiblemente demandarán sus clientes. El resto de ofertas de adquisición a precios menores del máximo las realizan típicamente aquellos consumidores que pueden variar su consumo, tales como centrales de bombeo o algunos tipos de industria.

¿Cómo ha evolucionado el precio de la energía en el mercado diario?

Como hemos visto, el precio del mercado diario cambia cada hora. La figura 3.6 muestra la evolución de este precio en el año 2010.

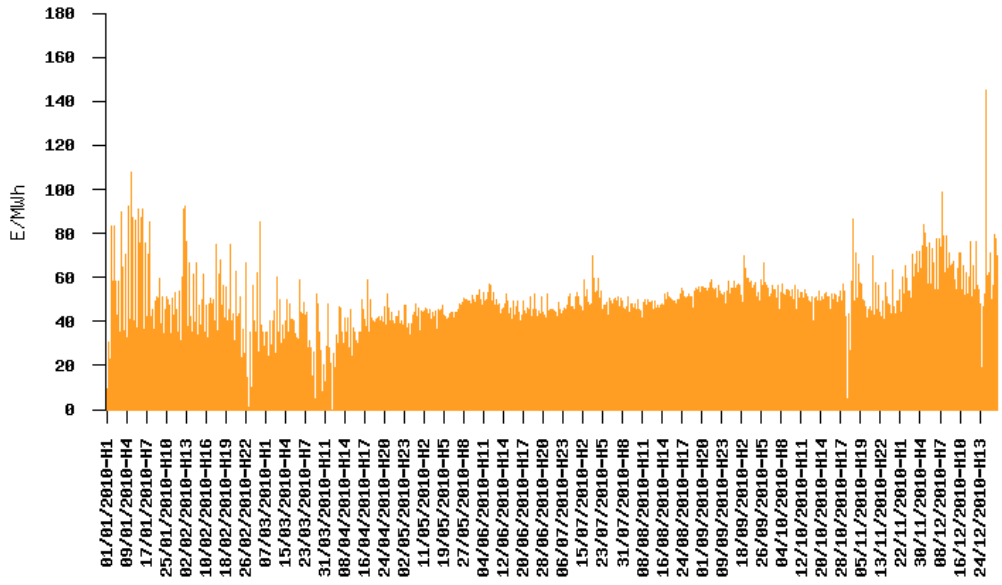

Figura 3.6: Precio obtenido en el mercado diario durante 2010. Fuente: [37]

3.2. Los mercados intradiarios

Estos mercados, llamados también "mercados de ajustes", están orientados a que los participantes del mercado diario puedan hacer ajustes a sus compromisos de producción/adquisición una vez conocidos los resultados del mercado diario. Como hemos dicho, el mercado diario para las 24 horas del día "D" se cierra a las 10h del día "D-1", y las casaciones se conocen sobre las 14h. Cada uno de los 6 mercados intradiarios posteriores tiene un plazo determinado para hacer ofertas sobre unas determinadas horas en concreto, como ilustra la figura 3.7.

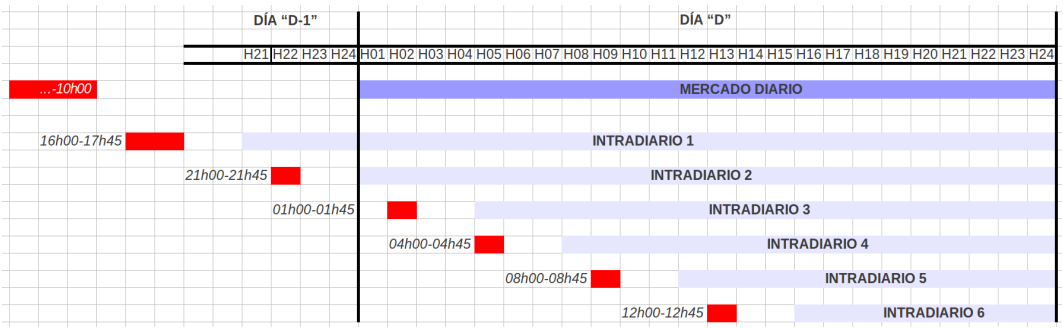

Figura 3.7: Horizontes temporales (en rojo) para la realización de ofertas y horas afectadas (en morado) de los mercados diario e intradiarios.

Desde el punto de vista económico, cada uno de los mercados (diario e intradiarios) es un mercado diferente e independiente, en el que se alcanzan unos compromisos de producción/adquisición para cada unidad a un precio de casación diferente. Desde el punto de vista de la generación y el consumo, cada unidad tendrá que generar o consumir en cada hora

una cantidad de energía igual a la suma de las cantidades casadas en cada mercado.

Ofertas en el intradiario. Diferencias con el mercado diario

Puesto que se tratan de mercados de ajustes, sólo pueden participar en estos mercados aquellas unidades que previamente han participado del diario. La principal diferencia es que cada unidad, independientemente de si es generadora o consumidora, puede realizar ofertas tanto de generación como de adquisición. Así, un generador, mediante ofertas de adquisición, consigue reducir la energía comprometida en el diario (si por ejemplo, tiene un problema técnico o cambia la predicción de viento); igualmente, una unidad de compra que hace ofertas de generación consigue reducir el compromiso la cantidad de energía adquirida en el diario.

Otra particularidad es que cada unidad puede realizar, para una determinada hora, multiples ofertas (múltiples curvas similares a las de la figura 3.1).

Para el caso particular de la central ESC6, las ofertas realizadas en los cinco intradiarios para la hora H15 del 2 de junio de 2009 fueron[6]:

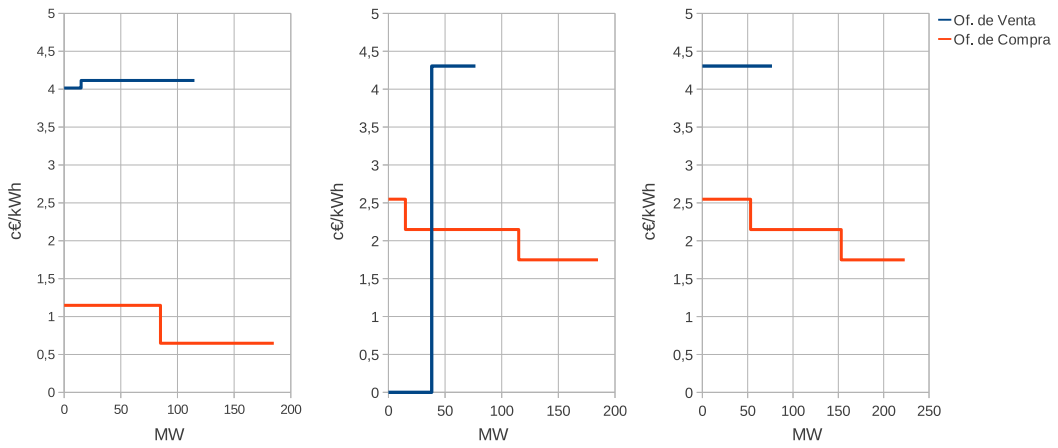

Figura 3.8: Ofertas de Compra y Venta de electricidad realizadas el 2 de junio de 2009 por la central de ciclo combinado de Iberdrola ESC6 en los intradiario 1 y 2 (izquierda), intradiario 3 (centro) e intradiarios 4 y 5 (derecha).

La única oferta casada resultó ser la generación de 38,2 MW en el intradiario 3, en el que se alcanzó un precio de $P_{I3} = 3{,}935$ cent€/kWh. Las ganancias de esta unidad en este intradiario son, por tanto:

$$\text{Ganancias de ESC6 en el Intradiario 3 (H15)} = 38{,}2[\text{MW}] \cdot 1[\text{h}] \cdot 3{,}935[\text{cent€/kWh}] = 1503 \text{ €}$$

¿Por qué son necesarios estos ajustes?

Hay varios motivos que pueden llevar a una unidad de generación a querer modificar la cantidad de energía casada en el mercado diario. Algunos de ellos serían:

- Las centrales que sólo han casado parte de la energía que pueden producir (por haber ofertado algunos tramos a un precio mayor del finalmente alcanzado en el diario) pueden

[6] Nótese que esta hora está fuera de los plazos temporales del intradiario 6

ofertarlos de nuevo siguiendo una estrategia actualizada, una vez conocido el precio alcanzado en el diario.

- Cambios en la predicción de un recurso no gestionable: Los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas ofertan en el diario la cantidad de energía estimada mediante modelos predictivos. Esta predicción normalmente se puede mejorar con el transcurso del tiempo (no es lo mismo predecir para el día siguiente que para dentro de cinco horas), por lo que los intradiarios permiten incluir estas correcciones.

- Declaración de indisponibilidad. Una central que tras casar en el diario sufre un problema técnico que no le permita generar, puede adquirir en los intradiarios la misma cantidad de energía para dejar su compromiso de producción a cero.

3.3. Resultados del mercado y precio final

Una vez han tenido lugar los mercados diario e intradiarios, cada unidad debe generar o adquirir, durante cada hora, la cantidad resultante de sumar los tramos casados en todos los mercados que afectaban a esa hora. Los derechos de cobro u obligaciones de pago finales también se obtienen de sumar los alcanzados en cada mercado. En particular, la unidad ESC6 deberá generar a un nivel de potencia de 223,2 MW (los 185 MW casados en el diario más los 38.2 MW casados en el intradiario 3), por lo que percibirá 8761 € (los 7258 € del diario más los 1503 € del intradiario 3).

Se observa que, como resultado del mercado, cada hora tiene asignada una cantidad de energía casada total en todo el sistema, que equivale a un nivel de potencia similar y constante durante esa hora. Por ejemplo, para la hora H15 del día 2 de junio de 2009, este nivel se quedó en 32.19 GW. Estos niveles de potencia escalonados horariamente son los que se representan mediante la *curva programada* en las gráficas de demanda que proporciona REE (ver curva roja en la figura 3.9). La diferencia entre esta energía programada y la que realmente se intercambia (curva amarilla) se debe a los desvíos medidos en tiempo real en que incurren las unidades. Para seguir cumpliendo el requisito indispensable del sistema eléctrico (hacer coincidir producción y demanda en cada instante temporal), REE usa las regulaciones primaria, secundaria y terciaria que aportan las unidades gestionables. Como consecuencia, existen mecanismos de penalización a las unidades que incurren en desvíos (gestión de desvíos) y de retribución a las unidades que proporcionan las bandas de regulación (mercados de servicios complementarios) que gestiona REE, y cuya explicación está fuera del alcance de este informe.

Resumiendo, ¿cómo se forma la componente de mercado del precio de la electricidad?

La componente final de mercado del precio de la electricidad se obtiene considerando el resultado de los diferentes mercados que se han explicado a lo largo de este capítulo, a saber:

- **Mercado diario**: Donde, con un día de antelación, los generadores y los consumidores acuerdan para cada hora cuánta energía van a intercambiar y a qué precio.

- **Mercados intradiarios**: Donde los participantes pueden modificar el programa alcanzado en el anterior mercado, acordando nuevos intercambios a un nuevo precio.

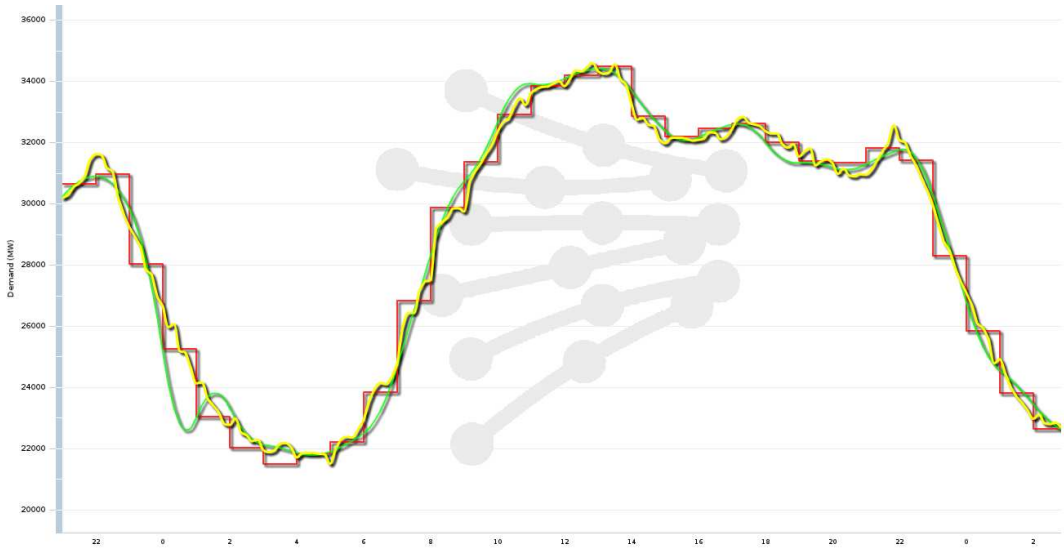

Figura 3.9: Evolución de la energía programada como resultado del mercado (curva roja), la real (amarilla) y la prevista(verde) para el día 2 de junio de 2009. Fuente: https://demanda.ree.es/demanda.html

- **Mercados de operación**: Gestionados por REE y orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Incluye los mercados por servicios complementarios, sobrecoste por restricciones técnicas y gestión de desvíos.

Hay un cuarto concepto que es el de **pagos por capacidad** (que hasta el 2007 se llamaba Garantía de Potencia) y que hace referencia a un complemento que reciben las unidades del Regimen Ordinario de potencia instalada mayores a 50 MW[7] para que recuperen sus costes fijos y así incentivar la inversión a medio y largo plazo. Aunque, por su naturaleza, se asemeja más a una prima que debería recogerse en la componente regulada, los informes de la CNE la incluyen en la componente de mercado.

Cada uno de los tres mercados mencionados adquieren un valor para cada hora del año. La figura 3.10 muestra el valor medio anual de estas componentes.

Observamos en esta figura que la mayor contribución en la formación de la componente de mercado es el mercado diario. La contribución del mercado intradiario no se aprecia y es, en efecto, muy pequeña cuando se promedia anualmente. Sin embargo, para una hora en concreto, puede influir de manera apreciable tanto aumentando el precio como disminuyéndolo, dependiendo de las circunstancias en ese momento.

3.4. La Tarifa de Último Recurso

Las secciones anteriores explican cómo se forma el precio en el mercado eléctrico al que adquieren energía los consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos).

[7] El Anexo III de la Orden ITC/2794/2007 establece además que debe tratarse de instalaciones puestas en marcha con posterioridad al año 1997 y con menos de 10 años de antigüedad.

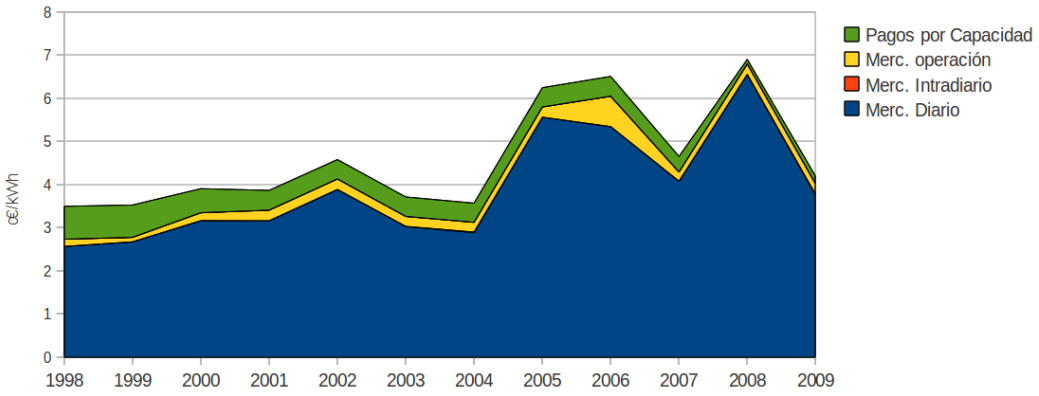

Figura 3.10: Valores medios anuales de las componentes del precio de mercado de la electricidad. Elaboración propia a partir de [3].

Como hemos explicado en la sección 1.3, el marco para los consumidores finales (domésticos y pequeñas empresas) es el del mercado minorista, que consiste en contratar una de las comercializadoras en régimen de libre competencia, a las que les retribuyen una cantidad acordada de manera que la comercializadora, tras hacerse cargo de las componentes de mercado y reguladas, embolsaría su margen de beneficios (ver figura 1.4). Se debe recalcar que la componente de mercado cambia cada hora, mientras que el contrato libre ofertado por una comercializadora suele ser estable durante un tiempo, por lo que la comercializadora debe estimar el promedio de este precio horario para así diseñar los contratos que ofrece, de cara a obtener un determinado margen de beneficios.

Los consumidores hemos contado con un periodo de adaptación para abandonar nuestras antiguas tarifas establecidas por la administración (en la línea del Marco Legal Estable) y pasar al mercado minorista contratando una comercializadora. El plazo para dicho traspaso fue el 1 de julio de 2009, día en el que desaparecieron las viejas tarifas del mercado regulado. Sin embargo, para aquellos consumidores que en esa fecha aún no habían contratado una comercializadora (y que eran la inmensa mayoría, ver figura 3.11) se diseñó lo que se conoce como **Tarifa de Último Recurso (TUR)**,[8] a la que pasaban automáticamente a estar inscritos.

Estos consumidores siguen siendo clientes de sus antiguas distribuidoras, o mejor dicho, de la "versión comercial" de sus antiguas distribuidoras, que ahora se llaman Comercializadoras de Último Recurso (CUR)[9], las cuales están obligadas a vender electricidad al precio que marca la TUR. La idea es que con el tiempo, las comercializadoras en régimen de competencia vayan progresivamente ofreciendo ofertas más atractivas de manera que los pequeños consumidores vayan abandonando la TUR, hasta que desaparezca.

[8] El objetivo de la Tarifa de Último Recurso no es garantizar el acceso a la electricidad de los ciudadanos con menores recursos, éste es el cometido del denominado Bono Social. Dicho bono, regulado a través del R.D.-Ley 6/2009 [38], puede ser solicitado por consumidores domésticos con una potencia contratada inferior a 3 kW, pensionistas con prestaciones mínimas, familias numerosas y hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo.

[9] Son cinco: Endesa Energía XXI S.L., Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U., Unión Fenosa Metra, S.L., Hidrocantábrico Energía Último Recurso S.A.U. y E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

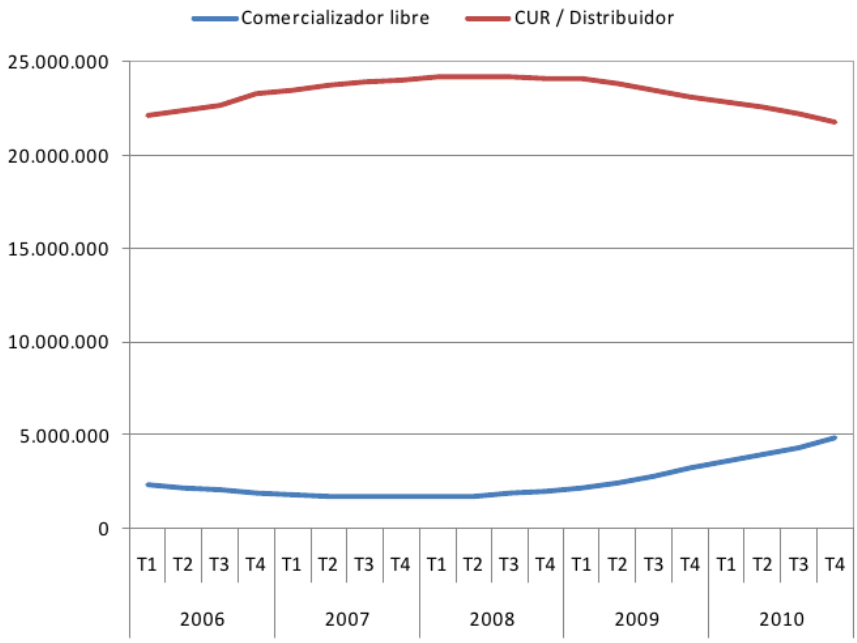

Figura 3.11: Evolución del número de suministros domésticos (que representa el 97 % del número de suministros del mercado minorista) acogidos a un comercializador libre y acogidos a una tarifa (distribuidor antes del 1 de julio de 2009 y CUR después). Fuente: [39].

¿Cómo se fija el precio de la TUR?

Dado que las cinco comercializadoras de último recurso están obligadas a vender a un precio dado (la TUR), el Estado debe asegurarles un margen de beneficios razonable. Sin embargo, el Estado ya no es competente en el nuevo marco liberalizado para fijar por entero una tarifa, ya que entraría en conflicto con la existencia de la componente de mercado.

Para solucionar la convivencia entre, por un lado, mecanismos de libre mercado y, por otro, la obligación de fijar una tarifa a aquellos que no han contratado una comercializadora, se crean las **subastas CESUR**, organizadas por OMEL cada ciertos meses. La primera subasta se celebró para el tercer cuatrimestre del 2007, y la última hasta ahora (la 16ª) para el cuatro trimestre de 2011.[10]

¿Quién participa en las subastas CESUR?

Con la Tarifa de Último Recurso (constante durante los meses para los que se realiza la subasta) tienen que cubrirse el margen de beneficios para las CUR y la adquisicón de la energía en el mercado diario. Puesto que existe incertidumbre sobre este segundo elemento (el mercado horario adquirirá un precio para cada hora, según los mecanismos explicados), existe un riesgo de que la TUR no cubra dicho gasto. Para solventar este problema, se crea una figura intermediaria entre el mercado y las CUR. La función de esta figura es, por tanto, la de absorber el riesgo de que el dinero pagado por los clientes acogidos a la TUR no cubran los costes del mercado diario. Se trata, pues, de un riesgo financiero, por lo que cualquier

[10] Los resultados se pueden consultar en http://www.subastascesur.omel.es/subastas-cesur/resultados.

entidad financiera puede participar en estas subastas.

Formación del precio mediante las subastas CESUR

La figura 3.12 es equivalente a la figura 1.4 pero particularizada para el caso de los consumidores acogidos a la TUR.

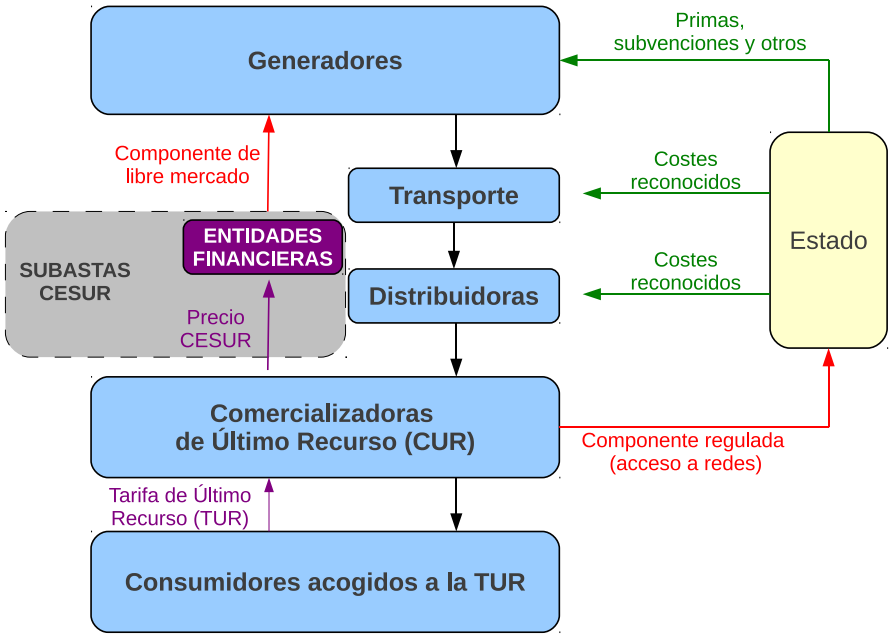

Figura 3.12: Esquema de la formación de la Tarifa de Último Recurso.

Cuando se celebra una subasta CESUR, acuden entidades financieras dispuestas a pujar por un precio CESUR, resultando ganadoras aquellas que lo ofrezcan más bajo. Estas entidades ganadoras deberán, durante los próximos meses considerados en la subasta, pagar a los generadores el precio de mercado que se alcance cada hora (que podemos denotar por $P(h)$) y cobrar a las Comercializadoras de Último Recurso el precio CESUR alcanzado en la subasta (que podemos llamar P_{CESUR}). Por tanto, estas entidades obtienen beneficios aquellas horas en que $P(h) < P_{CESUR}$ y pérdidas en el caso contrario. Teniendo en cuenta este marco, y volviendo al punto inicial (la subasta), las entidades financieras realizan su puja para P_{CESUR} lo más baja posible en base a su estimación del precio de mercado para los próximos meses y al riesgo que deseen asumir. De no asumir el suficiente riesgo, pueden no resultar ganadoras de la subasta; pero si asumen demasiado, estarán expuestas a pérdidas económicas. El número de ganadoras depende de la cantidad de energía que se subaste (según los clientes acogidos a la TUR) y de las cuotas de energía que cada entidad tenga (que depende a su vez de los avales depositados antes de la subasta).

Una vez alcanzado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso se obtiene añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios estipulado desde la administración a las Comercializadoras de Último Recurso.

Implicaciones de las subastas CESUR

Por lo explicado anteriormente, vemos que la componente de mercado del precio de la electricidad que pagan los clientes acogidos a la TUR experimenta un recargo, que es la diferencia entre el precio CESUR alcanzado en la subasta y la media del precio de mercado comprobado a posteriori. Este recargo son los beneficios (o pérdidas) que ingresan las entidades financieras que han resultado ganadoras en las subastas. La figura 3.13 muestra el porcentaje en que se incrementó la componente de mercado debido a las subastas CESUR para cada periodo subastado. Señalamos también que, de media en los cuatro años que llevan produciéndose, las subastas han supuesto un aumento del 11,8 % de la componente de mercado.

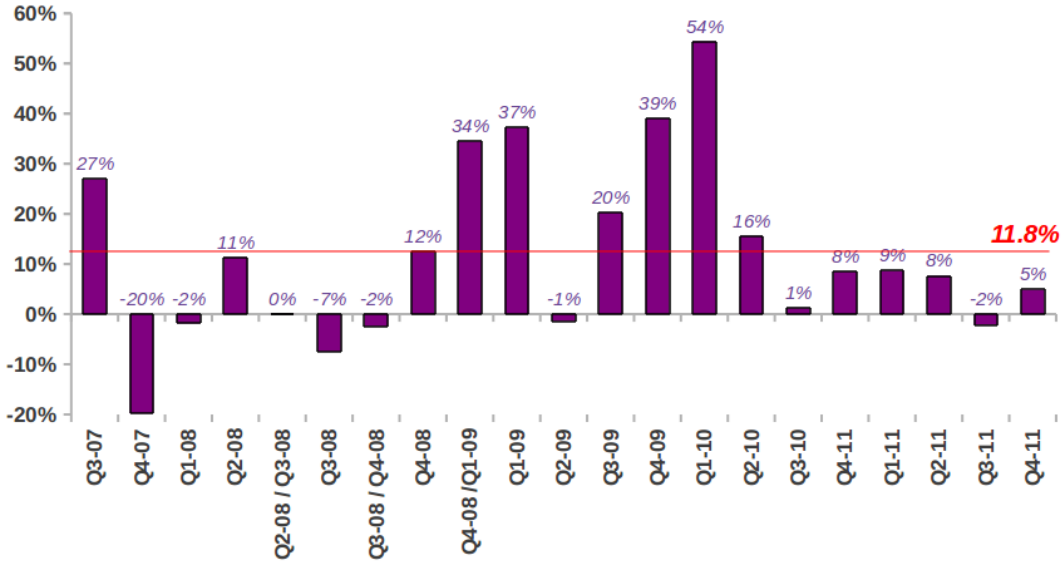

Figura 3.13: Porcentaje en que se incrementa la componente de mercado debido a las subastas CESUR. "QX-YY" hace referencia al cuatrimestre X del año YY. Los datos desde Q3-07 hasta Q2-10 se han obtenido en [40]; el resto se han obtenido en [41]. El dato para el Q4-11 hace referencia hasta el 9 de Noviembre de 2011.

Capítulo 4

Las siete falacias del mercado eléctrico español

Con los capítulos previos 1, 2 y 3 hemos intentado cubrir el primer objetivo que mencionábamos en el prefacio: contribuir a la transparencia del funcionamiento del mercado eléctrico al ciudadano de a pie, dando una visión objetiva, lo más íntegra posible y con cierta perspectiva histórica del proceso de liberalización.

Una vez explicados los mecanismos en el marco actual, abordamos en este capítulo nuestro segundo objetivo: aportar una visión crítica e informada del proceso de liberalización del sector eléctrico, señalando algunos de los mecanismos perversos propios de su definición así como otros debidos a la situación particular de oligopolio de las grandes eléctricas españolas en que dicho proceso ha tenido lugar.

4.1. FALACIA Nº1: La mejor manera de administrar el sistema eléctrico en España es mediante un mercado libre

Entre 1997 y 2009 se realizó en España la transición desde un marco de gestión pública (conocido como Marco Legal Estable) hasta un marco de gestión privada (conocido como Mercado Ibérico de Electricidad). Esta transición, impulsada por la idea de un futuro mercado eléctrico europeo, se justifica en la creencia de que la mejor manera de asignar el coste de la electricidad será aquella basada en un mercado. Así, productores y consumidores concurrirían en un mercado libre en el que el cruce de las curvas de oferta y demanda marcaría el precio de la electricidad y el mercado en libre competencia aseguraría la producción de electricidad a un coste mínimo. Las falacias 2, 3 y 4 analizan en detalle cómo no es cierto que el libre mercado garantice el menor coste de producción ni, por supuesto, mucho menos el menor precio de la electricidad para los consumidores. Sin embargo, antes de eso conviene analizar con cuidado el punto de partida. Parece claro que el objetivo del mercado eléctrico, independientemente de que lo consiga o no, es garantizar la producción de la energía necesaria al menor coste pero ¿es ese realmente el objetivo del sistema eléctrico en España? ¿No debería ser garantizar el acceso a una electricidad de calidad para todos los ciudadanos a corto, medio y largo plazo? ¿O disminuir los daños medioambientales y sociales asociados a la producción de electricidad? ¿Reducir la emisión de gases de efecto invernadero e intentar cumplir los compromisos adquiridos mediante la firma del Protocolo de Kyoto? ¿Quizás utilizar los recursos energéticos de nuestro país de la manera más eficiente e inteligente posible? ¿tal vez reducir

las importaciones de petróleo, gas natural, carbón o uranio aumentando nuestra soberanía energética? ¿reducir nuestro déficit externo que tiene consecuencias negativas para toda la economía? En nuestra opinión todos estos deberían ser objetivos del sistema eléctrico y reducir su gestión a un mercado eléctrico en el que el único objetivo a cumplir es la disminución del coste es, cuanto menos, discutible. Es cierto que existen mecanismos de intervención en el mercado para valorizar económicamente el resto de objetivos como pueden ser la existencia del bono social, los gravámenes por emisión de CO_2 o las primas a energías renovables, pero estos mecanismos, que eran más directos en el antiguo marco de gestión pública, se han visto reducidos a un extra que el Estado impone sobre los precios libres, percibiéndose a veces como un sobrecargo arbitrario, desprestigiando sus causas y provocando un rechazo instintivo en favor de la visión puramente económica.

4.2. FALACIA Nº2: El mercado incentiva las tecnologías más eficientes, garantizando el precio mínimo de generación

Tal y como se ha visto en el capítulo 3, el mercado de electricidad consiste en una serie de reglas de intercambio de información entre generadores y consumidores para que cada generador, presionado por la competencia, genere con la mayor eficiencia posible, de manera que, por un lado, se alcance un precio de equilibrio mínimo, y por otro, se fomenten las tecnologías de menor coste. Sin embargo, el hecho de convertir a un generador en un "jugador" en el que sus beneficios dependen tanto de la eficiencia de su tecnología como de su astucia frente al resto de jugadores estimula este segundo papel, lo que conlleva la aparición de algunos mecanismos perversos que ponen en duda la supuesta capacidad del mercado de maximizar la eficiencia y minimizar objetivamente el precio de generación:

- Hemos visto en la página 30 que las ofertas que hacen las unidades generadoras no tienen que ver con un plan diseñado de recuperación de la inversión inicial + costes variables + ganancias deseadas, sino con el coste de oportunidad, que depende de la tecnología, llegando a ser nulo para varias de ellas. Este mecanismo hace que, en ocasiones, el precio de mercado pueda caer a cero, trasmitiendo la idea ficticia de que el coste de generación es nulo[1]. Dicho de otro modo, la recuperación de la inversión inicial de aquellas tecnologías que, por cómo está diseñado el mercado, han de ofertar a cero (como la nuclear o algunas renovables) está condicionada a que exista en el mercado la suficiente cantidad de otros generadores (otros jugadores) que, ofertando a precios mayores, mantengan un precio de casación lo suficientemente alto. Una consecuencia de esto es que, aún cuando el coste real de las renovables fuese el menor de todas las opciones disponibles[2], su implantación a mayor escala y la sostenibilidad económica del sistema son objetivos contradictorios e incompatibles.

- El sistema de mercados intradiarios, al dar valor a tener la energía casada en diferentes horizontes temporales, crea un mecanismo perverso por el cual ciertos generadores pueden recibir ingresos a cambio de no generar nada. Esto sucede cuando una unidad generadora que ha casado en el diario recompra energía posteriormente a un precio

[1] Esta situación no es teórica. De hecho, se generalizó a principios de 2010 hasta el punto de llevar a la CNE a replantear el sistema eléctrico, ver http://www.expansion.com20100318empresasenergia1268950660.html

[2] Este escenario es cuestión de tiempo, dada la tendencia a la baja del coste de las renovables y la tendencia creciente de los recursos fósiles.

menor en algún intradiario. Por ejemplo, una unidad que casa en el diario la venta de una cantidad de energía X a un precio P_D puede hacer sistemáticamente ofertas de compra en los intradiarios de una cantidad x a un precio menor a P_D. Si el precio de algún intradiario bajase a $P_I < P_D$ de tal manera que consiguiese casar la mencionada cantidad x, este generador finalmente sólo deberá producir $X - x$, por lo que, al precio ofertado en el diario, debería ingresar $P_D \cdot (X - x)$. Sin embargo, recibirá ingresos por $P_D \cdot X - P_I \cdot x = P_D \cdot (X - x) + x \cdot (P_D - P_I)$. El segundo sumando es el beneficio que obtiene por dejar de generar la energía que esta unidad se recompra a sí misma en los intradiarios. Esta estrategia explica las ofertas de compra sistemáticas a precio bajo como las realizadas en el ejemplo de la figura 3.8, realizadas en paralelo a ofertas de generación a precio elevado.

- El sistema de ofertas del mercado diario explicado, en el que cada unidad de generación realiza una oferta, crea la ilusión de que al mercado concurren multitud de unidades generadoras diferentes e independientes, de manera que ninguno de ellos tiene capacidad para influir de manera directa en el precio y que por tanto realiza su oferta sin más información que la de sus capacidades. Pero lo cierto es que en España los segmentos de generación, distribución y comercialización se concentran en unas pocas empresas[3]. Cada empresa tiene, por tanto, el potencial de diseñar las ofertas de todas y cada una de sus unidades generadoras (así como de adquisición) siguiendo una estrategia de máximos beneficios en un mercado sobre el que posee una cuota no despreciable. Una vez más, esta estrategia se basaría en el mix de generación de dicha empresa comparado con el de sus competidoras, y la probabilidad de influir sobre la última oferta casada, y por tanto, sobre el precio de casación. Una consecuencia de esta estructura oligopólica es una barrera natural a la entrada de competencia, indispensable en este marco para asegurar la eficiencia y el mínimo coste.

4.3. FALACIA Nº3: El mercado garantiza el precio mínimo a los consumidores.

También hay varios motivos para dudar de que los mecanismos de mercado establecidos vayan a reducir los precios de la electricidad a un nivel equitativo y acorde con el coste de generación.

El primer motivo tiene que ver con el sistema de ofertas en el mercado spot (mayorista) que señalábamos en el capítulo 3. Como vimos, la mayor parte de las ofertas de compra se hacen al mayor precio posible. Esto es así por la falta de exposición del consumidor final a las fluctuaciones del precio, lo que hace que las subidas de precio no se traduzcan en reducciones de consumo (dicho de otro modo, la demanda es, por naturaleza, muy rígida). Por lo tanto, el mercado spot no representa un equilibrio entre consumidores y generadores en igualdad de condiciones, sino que pasa a ser una puja de generadores para cubrir una demanda dada (que se conoce con bastante precisión) dispuestos a pagar el precio que sea.

El segundo motivo tiene que ver con el mercado minorista, donde se fijan los precios que pagan los consumidores domésticos y PYMES: hemos visto en el apartado 3.4 el mecanismo de la Tarifa de Último Recurso, que fija el precio de la electricidad para aquellos consumidores que

[3] Endesa e Iberdrola controlan el 60 % de la generación y el 70 % de la cuota de mercado [42].

en julio de 2009 no se acogieron a comercializadoras en régimen de competencia (la mayoría, ver figura 3.11). Este mecanismo no supone, como a menudo se dice, un tarifa refugio que establece el gobierno. Como hemos visto, lo que el gobierno fija en realidad es únicamente el margen de beneficios para las Comercializadoras de Último Recurso (obligadas a prestar este servicio) así como la componente regulada, mientras que la componente de mercado se infla en una cantidad que queda supeditada a las subastas CESUR. Estas subastas suponen en definitiva una financiarización del mecanismo que fija los precios a la mayor parte de los consumidores domésticos (ver figura 3.11), ya que depende básicamente del número de entidades financieras que acudan a dichas subastas y del riesgo (incentivado por los beneficios) que estas deseen asumir. Es evidente que este riesgo pasa a depender pues de la situación financiera global y de todos los factores (especulativos) asociados. No es de extrañar, por tanto, que en periodos de crisis, las subastas proporcionen precios injustificadamente a la alza. Se ha visto que, de media, la subastas CESUR han supuesto unos beneficios para las entidades financiadoras (y como consecuencia un sobrecoste para los consumidores de electricidad) del 12 %, llegando en algunos ejercicios a rentabilidades mayores al 50 %.

Por otro lado, si bien la TUR se planteó en julio de 2009 como un mecanismo transitorio mientras que los consumidores pasan progresivamente a contratar comercializadoras en libre competencia, lo cierto es que, después de dos años y medio, la práctica totalidad de estas comercializadoras copian sus precios de los resultados de las subastas CESUR[4].

Como conclusión, se puede afirmar que la instauración del mercado eléctrico ha sustituido las tarifas establecidas por un organismo público (con el fin de costear la actividad de generación y la política energética del momento) por un precio liberalizado caracterizado por tres elementos: un mercado spot donde la demanda no tiene capacidad de maniobra, la financiarización del mecanismo para establecer la Tarifa de Último Recurso y la ausencia de competencia entre comercializadoras.

4.4. FALACIA Nº4: El mercado es la solución a las ineficiencias propias de una gestión centralizada y pública

En sus inicios, la liberalización del mercado eléctrico se planteaba como la solución a una serie de críticas que se consideraban inherentes al anterior sistema regulado (el Marco Legal Estable). Éstas tenían que ver sobre todo con ineficiencias debidas a la toma de decisiones por parte de la Administración:

- Los costes de decisiones erróneas en inversiones de capacidad de generación se trasladan a un incremento injustificado de tarifa para el consumidor.
- Puesto que se asegura la cobertura de todos los costes incurridos, las empresas no están incentivadas a mejorar su eficiencia.
- Los responsables políticos pueden decidir una sobreinversión arbitraria de la potencia instalada para evitar el desgaste electoral derivado de problemas de suministro ("curándose en salud").

[4] Para una comparativa actualizada de precios, consultar
http:www.tarifasdeluz.comcomparador-de-tarifas-electricasresultadosindex.php

Es importante recordar que "el mercado" no es un objetivo nítido ni un camino único. En particular, un mercado eléctrico liberalizado puede configurarse de diversas maneras, cada una de las cuales produce incentivos diferentes sobre los "jugadores" y por tanto diferentes "horizontes" a los que el sistema tendería. En España se ha potenciado un mercado spot (horario) frente a uno de plazos. El efecto, por ejemplo, de este tipo de mercado en el caso de California fue una completa abstención inversionista y un alza descomunal de precios durante los años 2000 y 2001, lo que llevó a las autoridades a impulsar un nuevo cambio regulatorio [29].

En nuestro caso particular también se puede observar cómo, tras definir las reglas del juego, se obtuvieron reacciones por parte de los "jugadores" que poco tienen que ver con la eficiencia del sistema y que, sin embargo, sí son los comportamientos "racionales" (óptimos, esperados) en un marco de libre mercado, donde cada jugador maniobra para maximizar sus beneficios. A lo largo de estos años hemos vivido ejemplos a diferentes niveles de la organización del mercado eléctrico:

- La creación de los Costes de Transición a la Competencia (explicados en el apartado 2.7) hizo que durante los años 1998-1999 Iberdrola mantuviese una política de inflar artificialmente los precios a través de sus ofertas al mercado diario, mientras que Endesa se beneficiaba de bajarlos artificialmente. Pero una vez suprimidos los CTCs en el 2006, se obtuvo el efecto contrario [43, 42].

- En 2006 el déficit tarifario (explicado en el apartado 2.8) se disparó, y el gobierno, mediante real decreto, fijó un precio provisional para la energía casada por empresas verticalmente integradas[5] de 4,236 $cent€/kWh$. Esto provocó que en julio Iberdrola diese la orden de limitar sus ofertas de adquisición a 3,365 $cent€/kWh$, haciendo descender el precio del mercado diario a ese nivel y dejando en torno al 40 % de la energía sin casar, con la consiguiente distorsión de los mercados de ajustes y de restricciones técnicas [43].

- Hace unos meses la CNE se planteaba modificar el mercado de restricciones técnicas, manipulado en varias ocasiones por las eléctricas para provocar precios inflados artificialmente (con el consiguiente peligro ocasionado en la red eléctrica). Aunque en su momento fueron sancionadas por tales actos, finalmente los tribunales retiraron algunas de las sanciones por considerar que en un libre mercado cada jugador puede obrar según sus intereses[6].

- Las subastas CESUR (explicadas en el apartado 3.4) también han estado recientemente bajo sospecha de manipulación, lo que ha llevado a la CNE a abrir una investigación[7].

El hecho de que estas maniobras, de las cuales los consumidores sólo perciben de forma muy amortiguada sus causas, pero de forma muy directa sus consecuencias, impide una reflexión nítida sobre qué ventajas ha aportado el proceso de liberalización del mercado eléctrico.

Muchas de las imperfecciones del mercado pueden achacarse indiscutiblemente al poder de mercado que ejercen los grandes grupos corporativos, pero es importante remarcar que la

[5] Con presencia en el lado generación y de comercialización.

[6] Ver www.elpais.com/articulo/economia/CNE/propone/medidas/abusos/mercado/electrico/elpepieco/20100311elpepieco_2/Tes

[7] Ver www.eleconomista.es/economia/noticias/3378521/09/11/La-CNE-investiga-si-manipula-precios-en-la-subasta-electrica.html

liberalización del sector, más que contribuir a la desintegración de éstos para fomentar un mercado transparente, los potencia.

Como reconocen algunos expertos en el sector, el motivo que hay detrás de permitir la existencia de este mercado oligopólico es que, en lo referente a la creación de un mercado eléctrico común en Europa *todos los estados miembros de Europa ganarían con un mercado interior de la energía interconectado y competitivo, pero, a corto plazo, la mejor estrategia de cada Estado miembro es aprovecharse de la liberalización de los demás y mantener empresas fuertes que intenten expandirse en el mercado europeo* [44].

4.5. FALACIA Nº5: Las primas a las energías renovables constituyen la razón principal del aumento del coste de la electricidad y deben por lo tanto ser eliminadas

Una vez que el mercado eléctrico ha sido liberalizado, las primas se convierten en el mecanismo para valorizar económicamente las ventajas propias de algunas fuentes de energía, de manera que el propio mercado incentive su desarrollo. Resulta obvio que las energías renovables aportan significativas ventajas al sistema eléctrico y colaboran en la consecución de unos objetivos que serían más que deseables. En primer lugar, su impacto sobre el entorno es reducido como también lo es su menor emisión de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes, lo que acerca al cumplimiento del protocolo de Kyoto, otros tratados internacionales (como el Convenio de Contaminación Transfronteriza y de Larga Distancia – Ginebra 1979) y otros compromisos con la Unión Europea (como las directivas sobre Calidad del Aire o la de Techos Nacionales de Emisión). En segundo lugar, el uso de energías renovables evita tener que recurrir a los ya de por sí escasos recursos fósiles de nuestro país y permite aumentar nuestra soberanía energética. Además, las energías renovables permiten la generación distribuida de energía cercana a los puntos de consumo y, como consecuencia el aumento de eficiencia del sistema al disminuir las pérdidas en el trasporte de electricidad. Como todos estos aspectos no están recogidos en el coste de la producción de energía y como los productores que finalmente vendan su energía serán determinados por el mercado eléctrico ya liberalizado, la forma de potenciar el desarrollo de estas energías disponibles consiste en la instauración de un sistema de primas que las coloque en una situación más competitiva a la hora de acudir al mercado eléctrico.

Ahora bien, renunciar a un sistema eléctrico con gestión pública y pasar a un sistema liberalizado donde las ventajas de las energías renovables se internalizan mediante primas no es totalmente equivalente. En primer lugar, las primas tienen que estar perfectamente diseñadas para lograr su objetivo sin que aparezcan mecanismos contraproducentes, como el que afectó a la energía fotovoltaica (explicado en el apartado 2.4.1). Pero es que además, las primas han sido duramente criticadas desde algunos sectores que las consideran una intervención no deseable del estado en el libre mercado eléctrico, obviando que se trata de una "internalización de ventajas". Como consecuencia las primas han resultado muy desprestigiadas y son a menudo acusadas (con frecuencia de manera interesada) de ser las únicas responsables del aumento del precio de la electricidad o del aumento del déficit de tarifa. Estas acusaciones pasan por alto los ahorros ocasionados por la disminución del coste de la energía que ocasiona el hecho de que las primas desplacen la curva de oferta del mercado a la derecha haciendo que el precio de casación al que se retribuyen todos los productores de

energía que entren a mercado sea menor. Existen informes que estiman que el ahorro ocasionado por este desplazamiento de la curva es del mismo orden que las propias primas [9, 10].

Por último, para rebatir el argumento de que las primas a las renovables son la causa del aumento del déficit tarifario no hay más que revisar todos los aspectos que se financian mediante la componente regulada de la tarifa eléctrica para darse cuenta de que no son las primas a las renovables las únicas responsables de dicha componente. Como se explica en el apartado 2.1, desde que acabó el proceso de liberalización del mercado eléctrico, es decir, entre 2007 y 2009, las primas al régimen especial han supuesto aproximadamente el 27 % de la componente regulada de la tarifa que a su vez representa la mitad de lo que pagamos en nuestra factura de la luz, es decir suponen el 13.5 % de nuestra factura eléctrica. Pero es que simultáneamente existen otros mecanismos como las subastas CESUR (cuyo funcionamiento se detalla en el apartado 3.4) que han sido directamente responsables de un aumento del 12 % en la componente de mercado (es decir un 6 % de la factura final) durante el mismo periodo de tiempo y todo ello sin generar un solo kWh y sin acercarnos en modo alguno a ninguno de los objetivos deseables del mercado eléctrico esbozados en la primera falacia.

4.6. FALACIA Nº6: La energía nuclear tiene el coste de generación más bajo y debe por lo tanto ser promovida

De la misma manera que la internalización de ventajas que intenta realizarse aplicando primas en el caso de las energías renovables es desprestigiada sin hacer un análisis profundo de cuál es su razón de ser, con la energía nuclear ocurre algo similar. Es muy común la argumentación simplista (y de nuevo, interesada) de que se trata de la energía con los costes de producción más bajos y que por lo tanto debe ser desarrollada prioritariamente para disminuir el precio de la electricidad.

Obviando los aspectos más críticos de la energía nuclear que merecerían un tratamiento más extenso en un texto aparte (posibilidad de accidente nuclear, proliferación de armas, ausencia de un plan a largo plazo para los residuos, agotamiento del uranio, etc.) lo cierto es que actualmente la energía nuclear no sólo no interioriza en su coste ninguna de estas desventajas sino que además recibe una serie de ayudas que la sitúan en una posición muy ventajosa a la hora de competir en el mercado eléctrico. En el caso de las centrales nucleares, si se consideran los costes de inversión retribuidos durante el Marco Legal Estable (recogidos en la tabla 1.1), los Costes de Transición a la Competencia y los costes externos (que se detallan en el siguiente párrafo) el precio del Wp nuclear instalado resulta ser de 4,76 €, lo que se traduce en un coste de la energía de 10 cent€/kWh [15] (muy superior a los $1,06$ cent€/kWh que publica el Foro nuclear [19]).

Como se detalla en el apartado 2.6 de este informe, entre los costes externos que la industria nuclear no asume completamente se encuentra la gestión de los residuos nucleares. Hasta 2005 los Planes General de Residuos Nucleares mediante los cuales la empresa pública ENRESA se encargaba de la gestión de los residuos nucleares y del desmantelamiento de las centrales eran sufragados mediante la componente regulada de tarifa. Del mismo modo, el stock de combustible nuclear también se pagaba con dinero recaudado en la componente regulada. Es decir, todos los consumidores independientemente de cuál fuera el origen de la

electricidad que consumíamos en nuestras casas pagamos, en una clara ayuda pública a la industria nuclear, un total de 976 millones de euros por estos dos conceptos. A esto hay que añadir la que probablemente sea la mayor ayuda a la industria nuclear es la limitación en el importe a pagar por la empresa generadora a 700 millones de euros en caso de un hipotético accidente. El resto de indemnizaciones correría a cargo del Estado siendo esta una forma de ayudar a la industria nuclear muy diferente a la del resto de productores de energía, que debe asegurar sus plantas de producción de hipotéticos accidentes al 100 %.

Por último existe una idea muy extendida socialmente que merece la pena revisar. A menudo se trasmite a la ciudadanía que *"la energía nuclear es la más barata pero el gobierno no permite su desarrollo"*. Nada más lejos de la realidad: desde 1997, cuando comenzó la transición al mercado ibérico de electricidad, dejó de estar vigente la moratoria nuclear y, por lo tanto, cualquier empresa puede construir centrales nucleares y vender su producción a través del mercado eléctrico.

Por lo tanto, si las grandes empresas generadoras de electricidad de este país no invierten en nuevas centrales nucleares es por decisión propia, probablemente relacionada con la escasa rentabilidad de éstas. Lo que sí resulta muy interesante para estas empresas es aumentar la vida útil de las centrales ya construidas, puesto que los costes de inversión ya han sido amortizados y en esas condiciones la generación de energía tiene un coste muy reducido y produce grandes beneficios. Respecto a esto último, creemos que debe haber un debate público en el que participe la ciudadanía y en el que, en cualquier caso, se tengan en cuenta dos cuestiones básicas: en primer lugar, la seguridad de estas instalaciones puestas en funcionamiento en la década de los setenta debe ser garantizada. Pero es que además, si el Consejo de Seguridad Nuclear realiza un informe positivo y el gobierno permite la continuidad de su funcionamiento, el beneficio extra que obtengan estas centrales debe ser reembolsado al sistema eléctrico. Es decir, cuando comenzó la transición al libre mercado se les reconoció a los generadores nucleares una compensación como concepto de Costes de Transición a la Competencia porque no iban a vender su electricidad a un precio lo suficientemente alto para garantizar la amortización de su inversión considerando una vida útil para las centrales de 40 años. Pues bien, si ahora se decide ampliar la vida útil de las centrales, los beneficios extra que conlleve esta decisión deben ser reembolsados (o fuertemente tasados) al sistema eléctrico ya que en caso contrario la amortización se habría realizado de manera artificialmente rápida.

4.7. FALACIA Nº7: El mercado eléctrico funciona de manera transparente transmitiendo al consumidor el coste real de la electricidad

En opinión de los autores de este informe y juzgado en base al tiempo empleado en su elaboración y al número de páginas necesarias para explicar de manera somera el funcionamiento del mercado eléctrico, éste no es no es ni mucho menos sencillo. En este caso la complejidad del sistema se traduce en una notable opacidad que dificulta tener una visión global de cómo funciona el mercado eléctrico y cuáles son los principales costes que estamos pagando en nuestra factura de electricidad. Aunque es cierto que muchos de los datos relativos al mercado como la generación de cada fuente de energía, el precio de cada subasta CESUR o el precio del mercado casado para cada hora son públicos y accesibles a través de las páginas web de la CNE, REE u OMEL, esta información se presenta a menudo demasiado detallada (en formato

diario o incluso horario) y escasean los informes globales que analicen qué repercusiones ha tenido para el consumidor final la transición y la actual organización del sistema eléctrico. Cuando existen, estos análisis suelen ser demasiado extensos e impregnados de la jerga del sector como para transmitir sus resultados de forma clara a la ciudadanía. Así, la mayoría de los consumidores desconoce la existencia de las subastas CESUR, qué suponen en realidad las primas a las energías renovables, qué ayuda reciben otras industrias generadoras como las centrales de carbón o las nucleares o por qué la administración pública no es la única responsable de que la tarifa de la luz suba o permanezca estable. En esta situación de desconocimiento generalizado, las afirmaciones interesadas y a menudo demagógicas de algunos sectores del sistema eléctrico se transmiten a la sociedad conviertiéndose en memes o verdades absolutas que desvirtúan el debate sobre cuál es la mejor forma de gestionar el sistema o qué fuentes de energía será mejor desarrollar para satisfacer nuestra demanda en un futuro a corto y largo plazo.

Por último, nos gustaría destacar las implicaciones que tiene la deuda acumulada por los sucesivos déficit de tarifa y que en Diciembre de 2009 ascendía a 20.527 millones de euros. Recordamos que su razón de ser es evitar subidas muy bruscas de la electricidad, ya que el sector se considera estratégico por cuanto afecta tanto a los consumidores domésticos como a la competitividad de la industria española. Sin embargo, mantener un precio de la electricidad artificialmente bajo supone engañar a los ciudadanos. Si durante la transición hacia el mercado eléctrico el déficit enmascaró la subida de precios ocurrida en el mercado eléctrico, una vez finalizada la transición, la reciente decisión del gobierno de mantener la tarifa de último recurso que pagan la mayoría de consumidores más baja que el resultado de la subasta CESUR a costa de aumentar el déficit de tarifa está escondiendo la realidad: que el precio de la electricidad ha subido y lo que es más grave, que ya no existe ningún mecanismo gubernamental que permita controlar esta subida (más allá que el de generar deuda a cargo de futuros consumidores).

Asumir déficit de tarifa en lugar de transmitir al consumidor el coste del sistema eléctrico cada año es negativo, porque por un lado un precio muy bajo desmotiva cualquier medida de ahorro y eficiencia que pudiera tomar el consumidor ya que no recibe las señales de coste adecuadas. El déficit de tarifa cuenta con la aprobación tanto de las empresas generadoras como de las distribuidoras ya que supone aumentar su volumen de negocio y cobrar por él en un futuro con los correspondientes intereses. Además, por otro lado, el déficit no hace más que prorrogar el pago de la electricidad consumida en el presente a los años futuros. Este hecho resulta muy grave en tanto que supone una pérdida de capacidad de gestión del sistema en un futuro, ya que, por ejemplo, si mediante la componente regulada hay que pagar un déficit muy grande, se limitará la capacidad de actuación futura para fomentar las energías en régimen especial y el Estado perderá su capacidad de dar señales al mercado eléctrico para que el sistema se dirija hacia los objetivos que públicamente se han marcado como prioritarios.

Bibliografía

[1] www.ree.es.

[2] *El marco legal estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997.* Publicaciones de REE. Disponible en www.ree.es/accionistas/pdf/MarcoLegalEstable.pdf.

[3] *Información básica de los sectores de la energía, Informes anuales de la Comisión Nacional de Energía 1998-2009.* Publicaciones de la CNE. Disponibles en www.cne.es.

[4] *LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.*

[5] Cinco Días. REE completa la conexión entre la Península y Baleares por 375 millones. 07/11/2011. URL:http://www.cincodias.com/articulo/empresas/ree-completa-conexion-peninsula-baleares-375-millones/20110328cdscdiemp_9/. Accessed: 2011-11-07. (Archived by WebCite at http://www.webcitation.org/631NFWw2A).

[6] *REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

[7] *Retribución anual total recibida por los productores del régimen especial en España según tecnología.* Archivos descargables de la CNE. Disponible en www.cne.es.

[8] J. Fabra Utray. Sostenibilidad económica y sostenibilidad medioambiental ¿son compatibles en el sector eléctrico? *CNE*, 2009.

[9] F. Sensfuss, M. Ragwitz, and M. Genoese. The merit-order-effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Working Paper Sustainabiliby and Innovation No. S7/2007.*

[10] Deloitte Consulting para APPA. Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en españa. 2009.

[11] *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010.* Publicaciones del IDAE, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Disponible en www.idae.es/index.php/idpag.14/relmenu.304/mod.pags/mem.detalle.

[12] *REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*

[13] www.elcogas.es.

[14] Aire para Elcogas. El Pais. 13/05/2007. url:http://www.elpais.com/articulo/empresas/sectores/aire/elcogas/elpepueconeg/20070513elpnegemp_10/Tes. accessed: 2011-10-25. (archived by webcite at http://www.webcitation.org/62h3ilIyK).

[15] A. Celave. ¿la energía nuclear es barata? Dpto. de Estudios e Investigación de Ecooo, 2010. Disponible en www.ecooo.es//documentos/ecooo-138.pdf.

[16] *LEY 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.*

[17] *REAL DECRETO 470/2006, de 21 de abril, por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico.*

[18] *VI Plan General de Residuos Radiactivos.* Publicaciones de ENRESA, 2009. Disponible en www.enresa.es/files/multimedios/6PGRR_Espa_ol_Libro_versi_n_indexada.pdf.

[19] *Energía 2010.* Foro Nuclear.

[20] Solutions for environment, economy and technology. Informe para la DG de Medio Ambiente, Comisión Europea. 2003.

[21] *Hacia la internalización de los costes de las nucleares.* Ecologistas en Acción. Disponible en www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/internalizacion_coste_nuclear.pdf.

[22] *Una energía sin Futuro.* Publicaciones de Greenpeace, 2008. Disponible en http://www.greenpeace.org/espana/es/reports/una-energ-a-sin-futuro-desmon/.

[23] Francisco Castejón. *¿Vuelven las nucleares? El debate sobre la energía nuclear.*

[24] M. Corderch and N. Almirón. *El espejismo nuclear.* 2008.

[25] *REAL DECRETO 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.*

[26] *Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.*

[27] *REAL DECRETO-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.*

[28] N. Fabra and J. Fabra. Un diseño para el sector eléctrico español. 2009.

[29] Natalia Fabra. El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la ley del sector eléctrico. In *Energía: del monopolio al mercado.* Libros en coedición de la CNE, 2006. Disponible en www.cne.es.

[30] UNESA. *Informe eléctrico 2009. Memoria de actividades. Memoria estadística.*

[31] José Ignacio Arriaga. De la tarifa al precio de la electricidad. In *Energía y Regulación.* Libros en coedición de la CNE, 2007. Disponible en www.cne.es.

[32] Luis Albentosa. Una peligrosa política de precios de electricidad, El País, 21/05/2006. URL. accessed: 2011-10-25. (archived by webcite® at http://www.webcitation.org/62hPhm829).

[33] Paulina Beato. La liberalización del sector eléctrico en españa ¿un proceso incompleto o frustrado? 75 años de política económica española (ICE), Noviembre 2005.

[34] www.omel.es.

[35] Susan Tierney, Todd Schatzki, and Rana Mukerji. Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: Does it make a difference?, 2008.

[36] Peter Cramton and Steven Stoft. Uniform-price auctions in electricity markets, 2006.

[37] www.observaelmercadoelectrico.net.

[38] *REAL DECRETO-LEY 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*

[39] *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad, segundo semestre de 2010.* Publicaciones de la CNE, 2010. Disponible en www.cne.es.

[40] *Informe sobre la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazo.* Publicaciones de la CNE, Julio 2010. Disponible en www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_PreciosSPOT_07102010.pdf.

[41] *Presentaciones realizadas para la 17ª Subasta CESUR.* Publicaciones de OMEL, Noviembre 2011. http://www.subastascesur.omel.es/files/presentacion_xvii_cesur.pdf.

[42] Paulina Beato and Juan Delgado. Algunas asignaturas pendientes en la regulación del sector eléctrico español. In *Energía y Regulación.* Libros en coedición de la CNE, 2007. Disponible en www.cne.es.

[43] Xavier Vives. El reto de la competencia en el sector eléctrico. In *Energía: del monopolio al mercado.* Libros en coedición de la CNE, 2006. Disponible en www.cne.es.

[44] M. Á. Lasheras. La teoría de la regulación: un panorama. In *Energía: del monopolio al mercado.* Libros en coedición de la CNE, 2006. Disponible en www.cne.es.