



El Sistema Eléctrico Español (VII) Mercado eléctrico. 2ª Parte

Palabras clave: mercancía, liberalización, desregulación, mercado interior de la energía, mercados eléctricos (bilateral físico, contrato por diferencias, a plazo, no organizado, subastas), gestión del riesgo, tarifa regulada, incentivos.

Resumen: En este artículo se completa la visión del mercado eléctrico iniciada en el artículo anterior. En primer lugar se presenta el Mercado Diario y posteriormente los mercados posteriores. En un anexo se hace un breve resumen de los fundamentos marginalistas en el mercado eléctrico.

Key words: commodity, liberalization, deregulation, internal energy market, competitive electricity markets (physical bilateral, contract for difference, forward, over the counter, auctions), risk management, regulated tariff, incentives.

Abstract: In this article it is completed the vision of the electric market that was initiated in the previous article. The Daily Market is presented in first place, followed by the adjustment markets. In an Annex, the marginalist approach is briefly presented.



José Luis Sancha Gonzalo

Doctor Ingeniero Industrial. Ha desarrollado su actividad profesional en Red Eléctrica de España y en Endesa. Desde 1972 mantiene una continuada actividad educativa en la Universidad Pontificia Comillas y, más recientemente, en el Club Español de la Energía. Es Senior Member de la Power Engineering Society del IEEE y Distinguished Member de CIGRE. Además, es miembro de la Comisión de Energía del Instituto de la Ingeniería de España y del equipo redactor del Diccionario de la Ingeniería de la Real Academia de Ingeniería. Ha coordinado el libro *El Ingeniero del ICAI y el Desarrollo Sostenible* (2009) y varias publicaciones en materia energética (política energética, ahorro y eficiencia, sistema eléctrico español, etc.).

Este artículo completa la descripción de los mercados eléctricos en España que se inició en el anterior artículo de la serie¹.

En el artículo previo se vieron los mercados a plazo, en los que se contrata la energía eléctrica con una anticipación que puede estar comprendida entre más de un año hasta más de un día. Los mercados a plazo responden a la necesidad que tienen los agentes, tanto vendedores como compradores, de controlar (total o parcialmente) el riesgo económico de su actividad mercantil, asegurándose cantidades y precios anticipadamente. En los acuerdos a plazo (a excepción de los bilaterales físicos) no se hace referencia a ninguna central de producción ni a ningún punto de demanda, se trata de un puro acuerdo financiero, liquidándose por diferencias con el precio del Mercado Diario.

En este artículo se presenta en primer lugar el Mercado Diario, en el que se establecen las posiciones para las 24 horas del día siguiente. Por varias razones, este mercado es la piedra angular de todo el entramado mercantil de la energía eléctrica. Históricamente, es el primero que se puso en marcha (1 de enero de 1998) tras la liberalización que supuso la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Con independencia de los acuerdos tomados en los mercados a plazo, es en el Mercado Diario donde se materializa la generación que va a funcionar para satisfacer la demanda en esa situación. En cuanto al precio resultante del Mercado Diario, éste será el precio de referencia para la liquidación de los contratos financieros a plazo.

Posteriormente se presentan los mercados posteriores al Mercado Diario (resolución de restricciones técnicas del sistema, mercado intradiario, servicios complementarios y gestión de desvíos), motivados por razones técnicas para flexibilizar la actuación ante cambios no previstos y por la propia carac-

terística no almacenable de la energía eléctrica, con objeto de posibilitar los ajustes de la generación para equilibrar la demanda en cada instante.

En el Anexo se presentan los fundamentos marginalistas del mercado eléctrico.

Mercado Diario

Todos los agentes que quieran utilizar el sistema eléctrico en Portugal y España, para comprar o vender en alguna de las 24 horas del día siguiente, deben presentar sus ofertas en el Mercado Diario. Está gestionado por OMIE y cierra a las 10:00 h del día anterior al de la fecha objeto del mercado.

Los generadores están obligados a presentar ofertas de venta por toda la capacidad de producción que tengan disponible². Las ofertas pueden tener precios diferenciados por tramos de potencia.

Sea por ejemplo el caso de un generador de 360 MW de potencia máxima (aunque por una avería sólo puede alcanzar 350 MW) y 80 MW de potencia mínima. El día 8 de enero de 2013, martes, antes de las 10:00 h, el generador presenta su oferta de venta para cada hora del miércoles 9 de enero de la forma siguiente: entre

80 y 180 MW a 35 €/MWh, entre 180 y 280 MW a 40 €/MWh y entre 280 y 350 MW a 47 €/MWh.

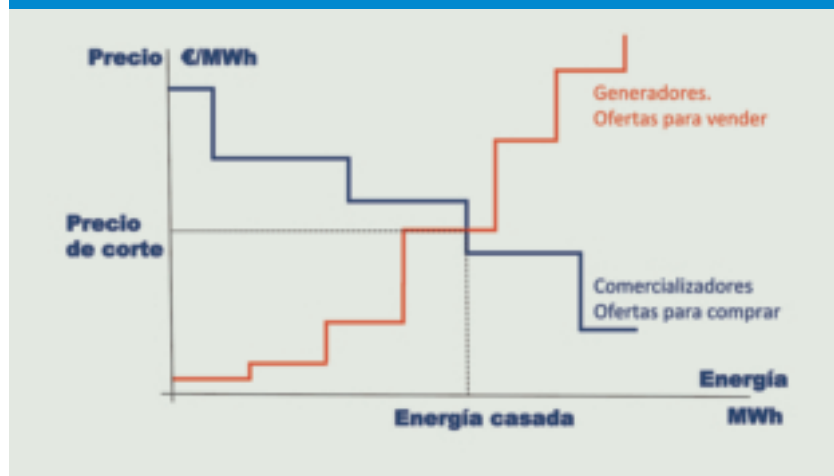
Los generadores que tengan necesidad de producir independientemente del precio, por razones técnicas, presentarán su energía prevista con un precio de venta nulo, lo mismo que los generadores de Régimen Especial (RE)³ fuera de mercado.

Los comercializadores que vayan a suministrar energía a clientes, aunque no están formalmente obligados a presentar oferta de compra, tienen un interés económico en hacerlo con la mejor previsión de consumo posible. Si bien podrán disponer de la energía necesaria en cada momento, la desviación entre la comprada y la realmente consumida implicará sobrecostes importantes.

Una gran parte de la energía demandada por los comercializadores suele ir a precio máximo⁴, mientras que otra parte puede tener tramos de potencia diferenciados por precios, así como precios diferentes según las horas del día (en el caso de que algunos de sus clientes puedan gestionar su consumo en función del precio).

Los generadores⁵ y los comercializadores que tengan suscritos contratos

Figura 1. Casación en el Mercado Diario



⁽¹⁾ Gracias por los valiosos comentarios y sugerencias recibidos de AS, AZ, IM, JB, JH, MG, MR, PJ, PR y RJ.

⁽²⁾ Queda excluida la potencia comprometida por contratos bilaterales físicos suscritos por el generador para ese día, así como la potencia no disponible, por razones técnicas de funcionamiento o por avería.

⁽³⁾ Generación no superior a 50 MW, procedente de energías renovables, residuos y cogeneración. Lo normal es que el régimen económico del RE sea regulado y, por lo tanto, que no oferte precio en el Mercado Diario. Ver artículo III de esta serie http://www.revista-anales.es/web/n_10/seccion_6.html

⁽⁴⁾ Establecido en 180,30 €/MWh (Regla 6 de las Reglas de Funcionamiento). Eso significa que están dispuestos a pagar cualquier precio igual o inferior a esa cantidad.

⁽⁵⁾ De nuevo, queda excluida la potencia comprometida por contratos bilaterales físicos y la no disponible por razones técnicas.

a plazo (tanto OTC como organizaciones OMIP o CESUR) y vayan efectivamente a generar o consumir al día siguiente, deberán presentar ofertas en el Mercado Diario, aunque el precio resultante de este mercado les es indiferente, puesto que se habían asegurado un precio con el contrato a plazo. Los agentes financieros, tanto vendedores como compradores, de los contratos a plazo no presentan ninguna oferta en el Mercado Diario, ya que no van a utilizar físicamente el sistema eléctrico. El precio resultante del Mercado Diario sí les afecta, pues deberán liquidar con su contraparte la diferencia con el precio del contrato a plazo.

OMIE es la entidad encargada de recibir las ofertas y de efectuar la casación del Mercado Diario. De forma simplificada⁶, la casación consiste en construir las escaleras acumuladas con las ofertas y las demandas: energía en el eje horizontal y precios en el eje vertical; el punto de corte de ambas

escaleras indica la energía casada y el precio resultante (ver Figura 1).

Para el régimen económico resultante se aplica el criterio marginalista, por lo que todas las ofertas de generación⁷ a la izquierda de la energía casada reciben el precio de corte y todas las demandas de comercialización pagan el precio de corte. Las ofertas a la derecha de la energía casada no resultan casadas (ni se genera ni se consume energía). En el Anexo puede verse un resumen de los principales aspectos marginalistas aplicados al mercado eléctrico.

En la Figura 2 puede verse un ejemplo real (corresponde a una hora de un día de 2012) de las curvas acumuladas de compra y venta en el Mercado Diario.

El proceso de casación es horario, de forma que cada hora tiene su propio precio, el cual suele cambiar dependiendo de la hora del día, del tipo de día y de la época del año (ver Figura 3).

En 2011, en el Mercado Diario se gestionaron un total de 182 TWh, con

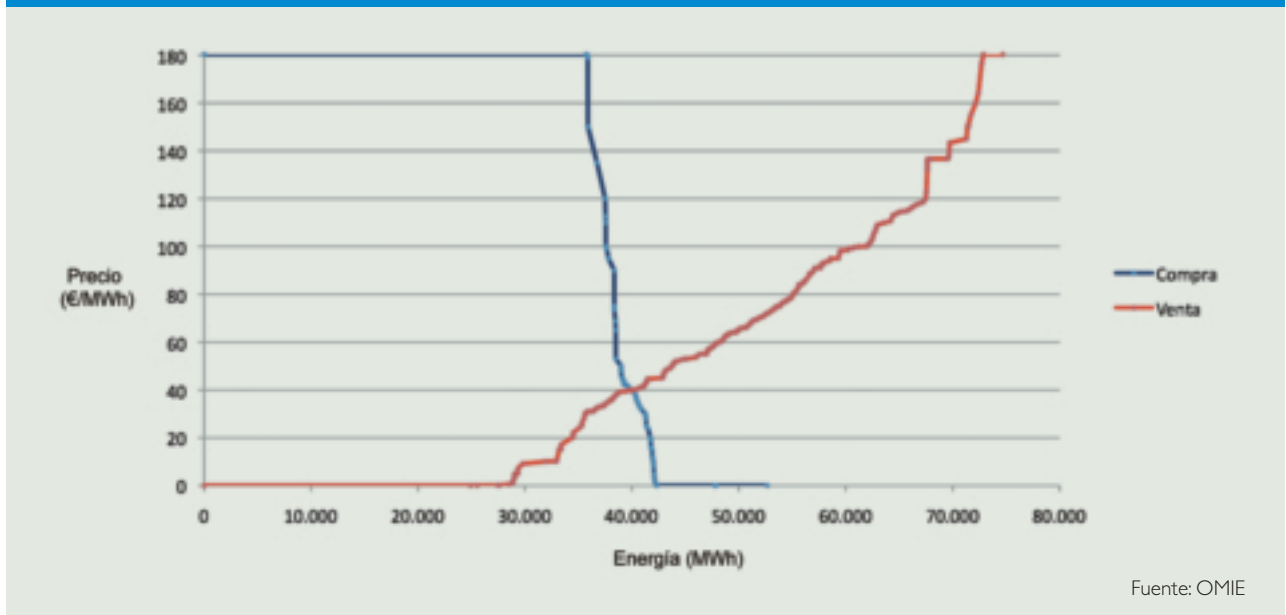
un precio medio ponderado de 50,90 €/MWh. El número de agentes presentes fue de 620 productores, 120 comercializadores y 10 consumidores directos.

Dentro de la dinámica de creación, para 2014, del mercado interior de la energía UE⁸, está en fase muy avanzada el proyecto de acoplamiento de los mercados diarios de energía eléctrica utilizando un mismo algoritmo de casación simultánea⁹ (ver Figura 4).

Mercados posteriores al diario

Se incluyen en este epígrafe la resolución de restricciones técnicas del sistema, el mercado intradiario, los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Todos ellos se realizan diariamente después del Mercado Diario y son instrumentos de mercado motivados por razones técnicas y para flexibilizar la actuación de los agentes ante situaciones no previstas.

Figura 2. Ejemplo real de curvas de compra y venta en el Mercado Diario



⁽⁶⁾ En realidad, la casación es un proceso bastante complejo, en el que se tienen en cuenta muchos otros aspectos no considerados aquí (características técnicas de los generadores, interconexiones eléctricas con los sistemas vecinos, etc.). Téngase en cuenta que las Reglas de Funcionamiento, recientemente revisadas por el MINETUR (23 de julio de 2012), ocupan 131 páginas del BOE.

<http://boe.es/boe/dias/2012/08/02/pdfs/BOE-A-2012-10386.pdf>

⁽⁷⁾ Los generadores de Régimen Especial tienen un tratamiento económico distinto, ya que pueden, en general, optar por recibir una prima regulada adicional al precio del Mercado Diario, o bien recibir una tarifa regulada independiente del precio del mercado (ver nota 3 de este artículo).

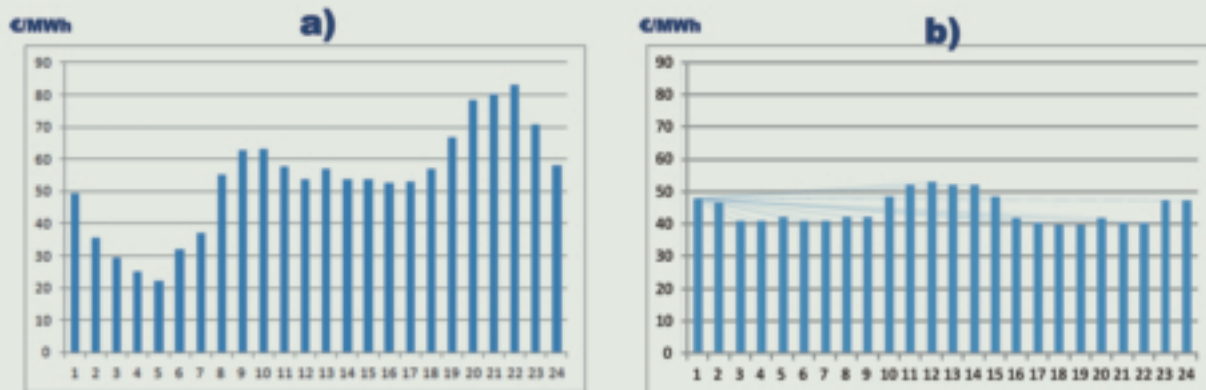
⁽⁸⁾ Acuerdo del Consejo Europeo del 4 de febrero de 2011.

⁽⁹⁾ El proyecto "Price Coupling of Regions" abarcaría inicialmente los países señalados en verde de la figura 4. La hora de cierre de este mercado europeo sería las 12:00 h, por lo que habría que adaptar la normativa MIBEL, que actualmente establece el cierre a las 10:00 h. Ver informe de la CNE de 26 abril de 2012.

Figura 3. Ejemplos de precios horarios en el Mercado Diario

a) Miércoles 8 de febrero de 2012
(laborable de invierno)

b) Sábado 4 de agosto de 2012
(fin de semana de verano)



Fuente: OMIE

Restricciones técnicas del sistema

El resultado de la casación del Mercado Diario es puramente económico y debe ser refrendado por el Operador del Sistema (OS)¹⁰. En concreto, debe comprobar que ningún elemento (fundamentalmente líneas y transformadores) del sistema se sobrecarga y que las tensiones de los nudos están dentro de los límites aceptables, todo ello tanto en situación normal como después de contingencias con alta probabilidad de ocurrencia, como es la pérdida de algún elemento (generador, línea o transformador) del sistema.

Para conseguir la viabilidad técnica del caso, el OS deberá limitarse a modificar la generación, rebajando la energía aportada por algún generador y subiendo en igual proporción la de otros, sin alterar la demanda. Las modificaciones efectuadas por el OS deben minimizar el encarecimiento en la generación¹¹, sobrecoste que deberá ser pagado por la demanda en su conjunto¹².

Mercado intradiario

Con objeto de permitir a generadores y a comercializadores adaptarse a los cambios acaecidos tras el cierre del Mercado Diario, se han implementado 6 sesiones diarias de mercado intradiario (repartidas a lo largo del día), en las que los agentes pueden modificar sus posiciones.

Un caso típico es el de un generador al que le surge una avería. Con objeto de no penalizar por la desviación de su producción real con la casada en el Mercado Diario, dicho generador acude a una sesión del mercado intradiario para retirar la energía que no podrá generar, energía que será aportada por el generador que resulte casado en dicho mercado.

En 2011, en el mercado intradiario se gestionaron un total de 45,7 TWh, un 25% de la energía gestionada en el Mercado Diario.

Servicios complementarios

El sistema eléctrico requiere de la operatividad de complejos sistemas

de gestión y de control que deben velar, de forma instantánea, por el buen funcionamiento del conjunto. Dichos sistemas conforman los denominados servicios complementarios que, aunque con impacto económico reducido, son vitales para la seguridad del sistema eléctrico¹³.

El más importante, desde este punto de vista, es el sistema de control de la frecuencia denominado reserva secundaria. Este control lo ejerce el OS enviando señales automáticas y en tiempo real, que modifican la energía aportada por ciertos generadores seleccionados del sistema. La lista diaria de generadores sometidos a ese control se obtiene de una subasta organizada por el OS entre todos los generadores que quieran participar:

Otro servicio complementario, también vinculado al control de la frecuencia, es la reserva terciaria. Este control, cuyo tiempo de actuación es menos exigente que el de la reserva secundaria, también lo ejerce el OS sobre los agentes generadores en

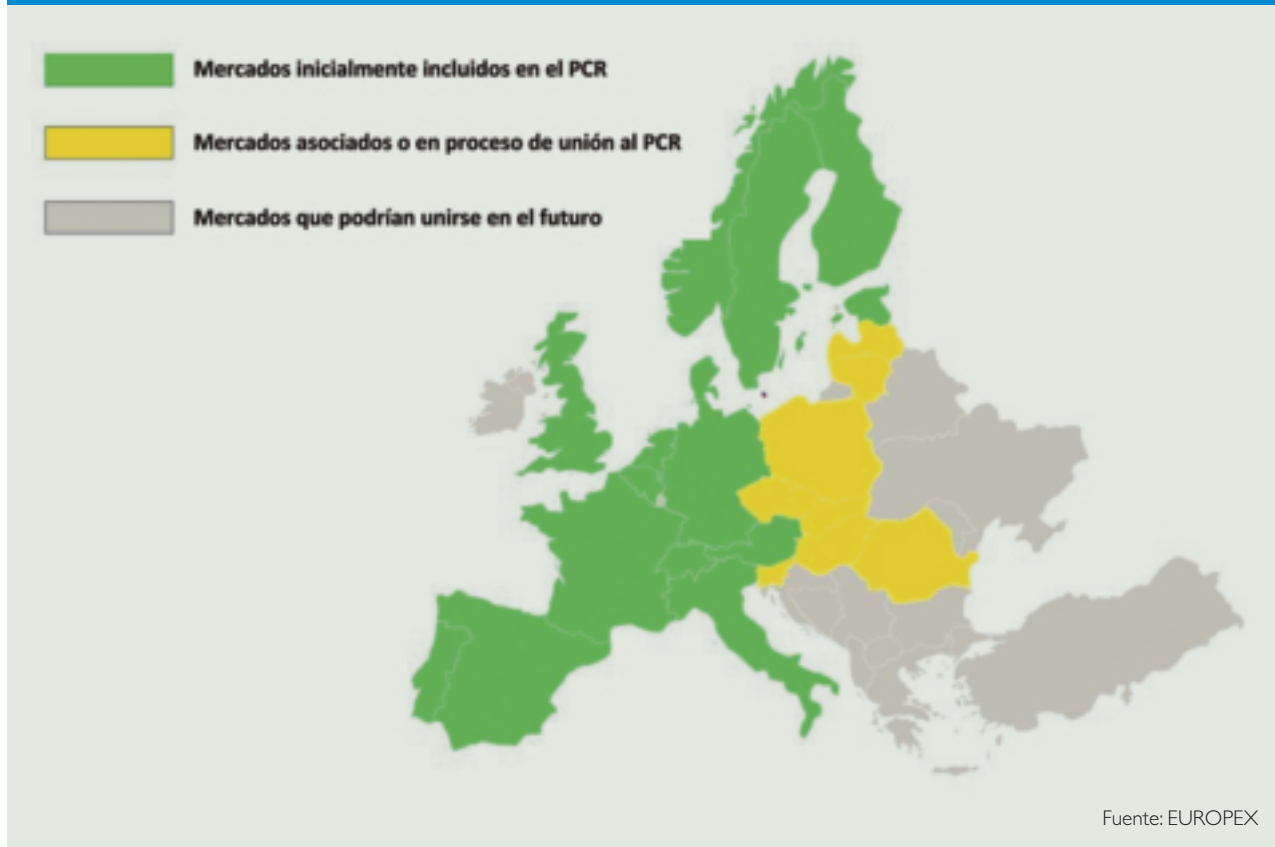
⁽¹⁰⁾ La empresa Red Eléctrica de España realiza dichas funciones.

⁽¹¹⁾ El encarecimiento es inevitable ya que se disminuye la energía de generadores casados y se sustituye por energía de generadores que no habían sido casados.

⁽¹²⁾ No se trata, en consecuencia, de efectuar una nueva casación en el Mercado Diario, por lo que formalmente no se altera el precio marginal del mismo.

⁽¹³⁾ Los más importantes son el control de frecuencia, el control de tensión-reactiva y la reposición del servicio. Sólo el primero de ellos se ha abierto a un contexto competitivo.

Figura 4. Proyecto “Price Coupling of Regions” (PCR)



base a criterios de mercado. En este caso, el control no se ejecuta de forma automática, sino por vía telefónica.

Gestión de desvíos

A pesar de todas las precauciones anteriores, en ocasiones se presentan contingencias que, por su magnitud o por su localización en el sistema, exigen la actuación sobre la energía de ciertos generadores, bien aumentándola o bien disminuyéndola¹⁴. Es de nuevo el OS el que selecciona los generadores, de acuerdo a un doble criterio, en primer lugar, que técnicamente solucionen el problema; y en segundo lugar, que supongan la solución más económica, de acuerdo a las ofertas específicas que

presentan los generadores para gestionar esos desvíos¹⁵.

Formación del precio

En la composición del precio final a pagar por la demanda, la mayor parte corresponde al Mercado Diario y sólo un pequeño porcentaje proviene de los mercados posteriores al diario. Como puede verse en la Figura 5, en 2011 el precio horario final para la comercialización fue de 53,91 €/MWh¹⁶, correspondiendo 50,84 €/MWh al Mercado Diario y 3,07 €/MWh al conjunto de mercados posteriores al diario (la mayor parte, 2,04 €/MWh, por las restricciones técnicas).

Para los comercializadores libres¹⁷, el precio de la adquisición de energía en los mercados es un factor clave de su gestión. Conjugando contratos a plazo con compras en el Mercado Diario, los comercializadores controlan el riesgo de precio de sus necesidades de energía.

Para la generación, el precio de venta de energía obtenido en los mercados tiene una doble trascendencia. Por un lado, para recuperar las inversiones efectuadas en las centrales (costes fijos), así como los costes de funcionamiento¹⁸ (costes variables) y costes diversos (como por ejemplo tasas¹⁹ establecidas por su actividad). Hay que tener en cuenta que en el mercado un

⁽¹⁴⁾ De nuevo, en principio no se contempla ninguna actuación sobre la demanda.

⁽¹⁵⁾ La gestión del OS está sometida a Procedimientos de Operación aprobados por el MINETUR. Ver www.ree.es

⁽¹⁶⁾ Precio medio entre todas las horas del año.

⁽¹⁷⁾ Los CUR gozan del aseguramiento de las subastas CESUR.

⁽¹⁸⁾ Por ejemplo, en centrales térmicas, el coste del combustible y de los derechos de emisión de CO₂.

⁽¹⁹⁾ En la Ley 15/2012 de “Medidas fiscales para la sostenibilidad energética” que entró en vigor el 1 enero de 2013, se contempla la unificación de las tasas de actividad de las CC.AA., al mismo tiempo que se imponen nuevas tasas (sobre los combustibles) y cánones (por utilización de las aguas continentales) además de nuevos impuestos (sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos y sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado).

generador cobra estrictamente por la energía producida, por lo que, entre otros, los costes específicos de arranque y parada no son remunerados, sino que deberán ser cubiertos por los ingresos de venta de energía.

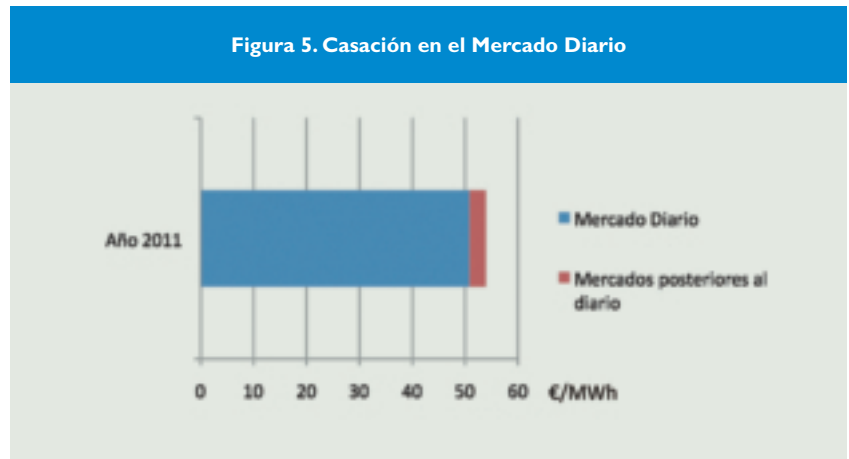
Por otro lado, el precio obtenido sirve a los agentes como orientación sobre la conveniencia de invertir en nuevos proyectos de generación. La generación es una actividad liberalizada y no está sujeta a planificación vinculante, por lo que son los promotores los que deciden libremente la inversión en base al análisis financiero de ingresos (a partir de estimaciones de precios y de cantidad de energía, basándose en el funcionamiento de los mercados) y de costes en los años de vida útil de la instalación.

Los consumidores, en cambio, no se ven directamente afectados por estos precios. Para los consumidores acogidos a la TUR el precio de generación se decide en la subasta CESUR y el resto (pago por capacidad²⁰, peaje de acceso²¹ e impuestos) los fija el MINE-TUR²². Y para los consumidores con contrato con comercializadores libres el precio de la electricidad lo establece el comercializador por anticipado²³.

Conclusiones²⁴

Hasta las últimas décadas del siglo XX, la energía eléctrica era considerada más un servicio público que una mercancía. Modernamente, sin embargo, con el objetivo fundamental de introducir la competencia para aumentar la eficiencia, se ha ido imponiendo una mayor mercantilización²⁵ de la energía eléctrica.

Esta nueva visión se ha traducido en la desagregación de las activida-



des que constituyen el conjunto de la energía eléctrica, complementada con un complejo cuerpo legislativo y de regulación encargado de garantizar el correcto funcionamiento del mercado y de incentivar la eficiencia en las actividades reguladas.

En la UE, este proceso de liberalización arranca en 1996 y se ha ido desarrollando con el objetivo de crear el mercado interior de la energía para 2014. El mercado MIBEL (que incluye el mercado español y el portugués) está plenamente incorporado a este proceso, si bien la escasa capacidad de interconexión física con Francia limita los intercambios de energía con el resto de la UE.

En el ámbito de los mercados eléctricos, el objetivo es introducir plenamente la competencia, así como ampliar su eficacia para facilitar todo tipo de transacciones y que éstas proporcionen señales de precio para las nuevas inversiones. En los últimos años se han incorporado instrumentos de mercado a plazo que complementan los más tradicionales mercados a corto, permitien-

do una mejor gestión de riesgos por parte de los agentes.

El Mercado Diario es la piedra angular de todo el entramado mercantil de la energía eléctrica. En cuanto a la cantidad, es en el Mercado Diario donde se materializan los generadores que van a funcionar para satisfacer la demanda en esa hora, integrándose tanto la generación a mercado como la generación de régimen especial. En cuanto al precio, el precio de casación del Mercado Diario, fijado con criterio marginalista, es el precio de referencia para la liquidación de los contratos financieros a plazo.

Los fundamentos marginalistas forman parte de la base "teórica" de la efectividad del mercado eléctrico para dar respuestas correctas, en situación de competencia perfecta, a la satisfacción de la demanda y a la incentivación de las inversiones en generación.

La efectividad práctica introducida por mercado eléctrico en relación con esos objetivos es un tema abierto que, por su extensión, desborda este artículo²⁶.

²⁰ Destinado a incentivar a los generadores para que estén disponibles en los momentos de demanda punta del sistema. En 2011, los consumidores de la TUR pagaron por este concepto 0,011 €/kWh.

²¹ Estando este artículo en prensa, el MINE-TUR ha manifestado su intención de incrementar el peaje de acceso de los consumidores que tengan un consumo superior a la media (sin concretar por el momento).

²² La tarifa de los consumidores acogidos a la TUR es toda ella "regulada". Ver artículo I de esta serie: http://www.revista-anales.es/web/n_7/seccion_3.html

²³ Típicamente se contrata a un año. El comercializador agrupa la estimación de su precio medio de compra, los pagos regulados (pago por capacidad, peaje de acceso) y su margen de ganancia.

²⁴ Quizá convenga señalar que los artículos de esta serie, y más concretamente los dos últimos dedicados al Mercado Eléctrico, inciden en los órdenes tecno-científico y jurídico-político, sin adentrarse en los órdenes de la moral ni el ético (según la categorización establecida por André Comte-Sponville). Ver su libro "El capitalismo ¿es moral?" (Ed. Paidós, 2004).

²⁵ En el artículo anterior se utilizaba la expresión "mercantilismo" que, como bien ha advertido un amable lector, puede prestarse a confusión ya que esta "escuela económica", desarrollada en la Europa del siglo XVII, se caracterizó por una fuerte intervención del Estado en la economía.

²⁶ El impacto de la liberalización en los precios y en la garantía de suministro, la convergencia de precios (entre los mercados a plazo y el Mercado Diario; entre el mercado español y el del resto de Europa), la situación de la competencia, los esquemas de remuneración fuera de mercado (primas, incentivos, etc.), la eficacia en la supervisión de los mercados, los posibles extra-beneficios de algunos agentes, el grado de aplicabilidad de los criterios marginalistas, las señales de precio del mercado para las nuevas inversiones, etc. serían temas de indudable interés.

Anexo: Mercado eléctrico. 2ª Parte

Los fundamentos marginalistas en el mercado eléctrico se asientan en un principio general y tres grandes cuestiones a resolver:

El principio general es que un sistema descentralizado y de competencia perfecta, conduce a los mismos resultados a los que llegaría un sistema centralizado con información completa de todos los parámetros del sistema eléctrico²⁷. Como ya fue mencionado en el artículo anterior, este principio quedaba explícitamente reflejado en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en cuya exposición de motivos se decía: “La gestión económica del sistema abandona las posibilidades de una optimización teórica para basarse en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica”.

Primera cuestión: operación

La primera gran cuestión que se plantea es el problema de la operación en un momento dado: ¿qué generadores deben operar; cuánta ener-

gía debe producir cada uno y a qué precio? Así como su correlativa: ¿qué demanda debe ser satisfecha, en qué forma y a qué precio?

En un sistema centralizado que dispusiese de toda la información, tanto de los costes de la generación como de las preferencias de la demanda valoradas económicamente, las decisiones anteriores estarían guiadas por el principio de maximizar el beneficio social: diferencia entre la utilidad de la demanda y los costes de la generación²⁸.

El punto de equilibrio entre la potencia generada y la demandada que maximiza el beneficio social se da cuando el coste marginal de la generación €/MWh se iguala con la utilidad marginal de la demanda €/MWh.

En el caso simplificado en el que sólo se consideraran los costes variables de operación²⁹ en el lado de la generación, esto se traduciría en asegurar en primer lugar el funcionamiento del generador con menores costes marginales (en este caso, menores costes variables) hasta su potencia

límite, luego del generador con los siguientes menores costes marginales hasta su potencia límite, etc. En el lado de la demanda, quedaría satisfecha la demanda de mayor utilidad marginal (la que más valora recibir energía eléctrica €/MWh), luego la siguiente demanda de mayor utilidad marginal, y así sucesivamente.

Esto se traduciría, en el lado de la generación, en asegurar en primer lugar el funcionamiento del generador con menores costes marginales hasta su potencia límite, luego del generador con los siguientes menores costes marginales hasta su potencia límite, etc. En el lado de la demanda, quedaría satisfecha la demanda de mayor utilidad marginal (la que más valora recibir energía eléctrica €/MWh), luego la siguiente demanda de mayor utilidad marginal, y así sucesivamente.

En el punto de corte, el coste marginal del último generador conectado es igual a la utilidad marginal de la última demanda satisfecha. Intuitivamente puede verse que el óptimo se alcanza

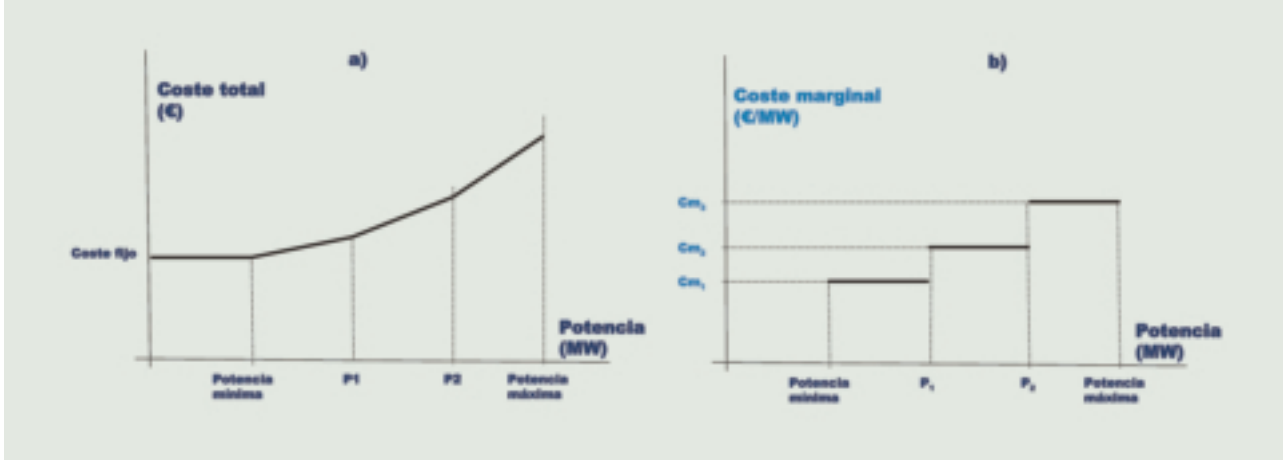


⁽²⁷⁾ Un desarrollo completo puede verse en “Principios económicos marginalistas en los sistemas de energía eléctrica”, José Ignacio Pérez-Arriaga, 1994.

⁽²⁸⁾ En términos matemáticos, se trata de un problema de optimización sujeta a restricciones (los límites operativos de los generadores). La solución matemática más elegante se obtiene mediante la función de Lagrange del objetivo a maximizar.

⁽²⁹⁾ Sin considerar los costes de arranque, de acoplamiento, etc.

Figura 6. Coste total a) y coste marginal b) de un generador en función de su potencia de funcionamiento



cuando 1 MWh adicional de energía producida supondría para el sistema un coste mayor que la utilidad obtenida por ese MWh adicional de demanda. Dicho de otra forma, el óptimo se alcanza cuando 1 MWh menos de energía producida supondría para el sistema un ahorro de coste inferior a la utilidad perdida por ese MWh menos de demanda.

De forma simplificada, pueden considerarse dos grandes bloques en los costes de un generador: costes fijos (costes relativos a la inversión, personal, etc.), en los que se incurre aunque el generador no esté produciendo energía, y costes variables, dependiendo de la potencia generada (fundamentalmente costes relativos al combustible utilizado). Es importante resaltar que el coste de producir un MWh adicional (coste marginal) de cada generador es absolutamente independiente de sus costes fijos. Intuitivamente, de nuevo, los costes fijos ya están asumidos, así que generar 1 MWh adicional tiene un coste que no depende del bloque de costes fijos sino del bloque de los costes variables.

En la Figura 6 a) puede verse un ejemplo del coste de un generador dependiendo de la potencia de funcionamiento del mismo. En la Figura 6 b) aparece el coste marginal de dicho generador; que en este caso presenta tres valores (cm_1 , cm_2 y cm_3) según el rango de potencia utilizado.

En un sistema descentralizado, los generadores y las demandas acuden

al mercado con sus ofertas de venta y compra respectivamente. En este caso, las decisiones de los agentes estarían guiadas, no por el principio de maximizar el beneficio social, sino por el de maximizar su propio beneficio.

Pues bien, es fácil demostrar que el precio de oferta óptimo del generador (en ausencia de poder de mercado) es su coste marginal, y que el precio de oferta óptimo de la demanda es su utilidad marginal. En efecto, tal como se ve en la Figura 1, la escalera de precios de la oferta se construye con los costes marginales de los generadores, mientras que la escalera de precios de la demanda se construye con la utilidad variable de los puntos de demanda. De nuevo, el punto de corte de ambas escaleras indican la cantidad de energía producida-demanda y el precio óptimo de intercambio, donde se igualan el coste marginal del último generador necesario y la utilidad marginal de la última demanda satisfecha.

Todos los generadores con menores costes marginales que el precio de corte (los situados a la izquierda de la energía de corte) reciben el precio de corte, de la misma forma que todas las demandas con mayores utilidades pagan el precio de corte. Los generadores con mayores costes y las demandas con menores utilidades (situados a la derecha de la energía de corte) ni producen ni reciben energía.

Cualquier otra solución no sería óptima para el conjunto y desde luego no sería viable a la larga. En efecto, si cualquier pareja generador-demanda situados a la izquierda de la energía de corte intercambiasen energía a un precio inferior al de corte, se estaría produciendo una transferencia de renta del generador a la demanda y no sería una solución de equilibrio, ya que el generador actuaría para obtener un precio mejor con demandas dispuestas a pagarlo.

De forma similar, si cualquier pareja generador-demanda situados a la izquierda de la energía de corte intercambiasen energía a un precio superior al de corte, se estaría produciendo una transferencia de renta desde la demanda al generador y no sería una solución de equilibrio ya que la demanda actuaría para obtener un precio mejor con generadores dispuestos a producirlo.

Segunda cuestión: nuevas inversiones

La segunda gran cuestión que se plantea es el problema de la inversión: ¿qué nuevos generadores deben incorporarse al sistema?

En un sistema centralizado que dispusiese de toda la información, las decisiones de inversión en generación estarían guiadas por el principio de maximizar la diferencia entre el beneficio social obtenido por las decisiones de operación antes vistas

(utilidades de la demanda menos costes de la generación) y los costes de las inversiones a largo plazo³⁰.

El óptimo se obtiene cuando el incremento marginal de beneficio social en la operación se iguala con la inversión marginal a largo plazo en generación. Intuitivamente puede verse que es el óptimo: 1 MWh adicional de energía introduciría en el sistema supondría un coste de inversión mayor que el aumento de beneficio social proporcionado en la operación a corto de ese MWh.

En un sistema descentralizado, las decisiones de inversión de los generadores están guiadas por el principio de maximizar su propio beneficio. En términos matemáticos, se trata del mismo tipo de problema que en el caso centralizado y, de nuevo, la solución óptima es la misma que en ese caso. Para el generador, el punto de equilibrio indica que 1 MWh adicional de energía introducida en el sistema supondría un coste de inversión mayor que el aumento del beneficio que le proporcionaría la operación a corto de ese MWh.

En aquellos casos en que, bien por la existencia de cuotas o cupos, bien por concesiones administrativas, o por cualquier otra razón, esté limitado el libre acceso a la instalación de determinadas tecnologías de generación³¹, lo relevante sería que se aplicasen mecanismos de mercado para determinar los proyectos de inversión seleccionados.

Tercera cuestión: recuperación de inversiones

La tercera gran cuestión que se plantea es el problema de la recuperación de inversiones: ¿son suficientes los precios obtenidos por los generadores para que éstos recuperen sus inversiones en el largo plazo? O dicho de otra forma, ¿cómo recuperan los generadores los costes fijos de producción si el precio se forma única-



mente en base a los costes marginales de producción?

La respuesta a esta pregunta es la misma tanto para un sistema centralizado como para uno descentralizado. La explicación conceptual³² es que en los generadores de costes marginales inferiores al precio, la diferencia entre el precio y su coste variable es lo que permite recuperar su coste fijo.

Aunque el problema es el mismo para todas las unidades, es habitual la preocupación de los generadores que únicamente funcionan en los momentos de punta del sistema. En efecto, si el precio queda fijado por los costes marginales de esos generadores ¿cómo pueden recuperar sus costes fijos? La respuesta teórica es clara: gracias a las rentas percibidas durante los periodos de escasez. En efecto, cuando la demanda excede a la generación, el punto de corte se produciría para un precio igual a la utilidad de la demanda, que en general será mayor que los costes marginales de la central de punta. Esto llevaría, probablemente, a que en ciertas horas al año el

precio de la energía podría alcanzar valores muy altos³³, lo cual, por otro lado, actuaría como incentivo para la instalación de generación de punta. Desde un punto de vista teórico, la solución a esta dificultad sería que en esos momentos de punta fuese la demanda la que fijase los precios valorando adecuadamente la energía no suministrada, con lo que el precio recibido por los generadores (por todos los generadores, no sólo los de punta) compensaría la totalidad de sus costes.

Si se consideraran inaceptables (por la demanda o por el regulador) horas de escasez, una posible solución alternativa consiste en que el sistema compense, fuera de mercado, a la generación mediante determinados incentivos para asegurar su contribución en los momentos de punta³⁴. De esta forma, se buscaría garantizar la cobertura de toda la demanda y contener los precios de punta, aunque la dificultad de esta solución fuera de mercado es encontrar el incentivo "adecuado" que asegure el objetivo al mínimo coste. ■

⁽³⁰⁾ En términos matemáticos, se trata de un problema similar al anterior.

⁽³¹⁾ Se da, por ejemplo, en algunas modalidades que utilizan energías renovables: solar, eólica e hidráulica.

⁽³²⁾ La demostración completa puede encontrarse en Pablo Rodilla Rodríguez. Tesis Doctoral. IIT 2010.

⁽³³⁾ Algunos estudios estiman que la utilidad marginal de la demanda en momentos de punta podría ser 10 o incluso 100 veces superior a la normal.

⁽³⁴⁾ Esta es la que se aplica en España. Los consumidores costean estos incentivos a través del pago por capacidad del recibo eléctrico (ver nota 20 de este artículo, así como el artículo I de esta serie). El coste en 2012 fue de 1.186 M€ (Informe 35/2012 de la CNE).