



El Sistema Eléctrico Español (VI) Mercado eléctrico. 1ª 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 presenta, en primer lugar, la discusión sobre si la energía eléctrica es una mercancía o es un servicio. La regulación energética en España, como parte integrante de la UE, ha cambiado completamente en los últimos 20 años por una senda de desregulación y liberalización, con el objetivo de crear el "mercado interior de la energía". El artículo describe los distintos mercados eléctricos a largo y medio plazo que operan en España; en un próximo artículo se completará la visión con los mercados a corto plazo.

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: Firstly, a discussion on the nature of the electricity is presented: is it a service or a commodity? The energy regulation in Spain, as a part of the UE, has evolved completely in the past 20 years through a path of deregulation and liberalization, with the objective of building the "interior energy market". The article describes the different long term electricity markets operating in Spain; a next article will present those in the short term.



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.).

Cada vez más frecuentemente se habla del mercado eléctrico como una realidad indiscutible, irreversible. La transformación de la energía eléctrica desde un servicio público centralizado, casi monopolístico y completamente sometido a tarifa, hasta un producto que se genera y comercializa en libre competencia y cuyo precio se establece en el mercado, se ha producido, sin embargo, hace relativamente pocos años.

Debido a la importancia estratégica de la electricidad en la sociedad actual, es bastante normal considerarla desde una perspectiva "singular". Para unos, la energía eléctrica es algo absolutamente necesario (que nunca debe faltar y debe ser, además, barato) y que debería estar al margen de "los mercados". Para otros, por el contrario, es precisamente el mercado (la competencia) la clave para garantizar su suministro al menor precio.

Surgen, pues, preguntas relevantes: ¿puede negociarse la energía eléctrica en un mercado o debería estar al margen del mercado?, ¿quiénes participan en el mercado eléctrico?, ¿hay un único mercado eléctrico o hay varios?, ¿hasta qué punto está siendo eficaz el mercado para conseguir los objetivos previstos?

Las tesis mercantilistas han posibilitado un fuerte desarrollo de los mercados eléctricos en los últimos años en todo el mundo. La constitución de un mercado interior de la energía (electricidad y gas) en el seno de la Unión Europea (UE) es un objetivo que está impulsando la coordinación técnica, económica y regulatoria de los sistemas eléctricos de los países miembros.

En este artículo se presenta, en primer lugar, la discusión sobre si la energía eléctrica es una mercancía o es un servicio. A continuación se describen los mercados eléctricos de largo y medio plazo existentes en España, desarrollados a partir de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que transponía la Directiva 96/92/CE. (1). Los mercados

de corto plazo y, dentro de ellos el Mercado Diario, se verán en el siguiente artículo de esta serie.

La energía eléctrica: ¿mercancía o servicio?

La primera consideración a hacer al abordar el mercado eléctrico tiene que ver, necesariamente, con la propia esencia de la energía eléctrica como "mercancía" susceptible de intercambiarse en un "mercado". Es ésta una recurrente cuestión, si se trata de una mercancía o si, por el contrario, se trata de un servicio, incluso si debería considerarse un servicio público.

Una aproximación sencilla dice que "la mercancía se compra y el servicio se presta". Así, el trigo, el carbón, un coche, etc. son mercancías mientras que correos es un servicio, al igual que la sanidad o la enseñanza. El valor que toman las mercancías en los mercados depende de la oferta y demanda de las mismas, y algo similar ocurriría con los servicios si éstos se prestasen en régimen de competencia, aunque es bastante frecuente que los servicios se asocien a actividades consideradas esenciales o en las que la competencia es limitada y, por lo tanto, los precios estén regulados.

Hasta las últimas décadas del siglo XX la energía eléctrica era considerada más un servicio público que una mercancía. Lo que se traducía, en general, en sistemas eléctricos de carácter estatal, en régimen de monopolio o de competencia limitada y con precios regulados. Este enfoque se sustenta en dos razones principales; la primera y fundamental es la importancia estratégica de la energía eléctrica en las sociedades modernas y la segunda es su característica de "no almacenable".

Importancia estratégica de la energía eléctrica en las sociedades modernas

Le electricidad se ha constituido como el vector energético por

excelencia y está presente en prácticamente toda actividad humana, lo que le confiere un valor estratégico de primer orden. El acceso universal a la energía eléctrica es una de las palancas clave para el desarrollo de los pueblos². Las sociedades modernas no toleran el más mínimo corte de electricidad por su repercusión en aspectos esenciales de la vida cotidiana (ascensores, electrodomésticos, semáforos, transportes, comunicaciones, hospitales, ocio, etc.). Además, la energía eléctrica constituye un input en la mayoría de las actividades económicas, por lo que su seguridad de suministro y su precio son factores estratégicos en la posición competitiva de un país. Recientemente, además, la electricidad se está convirtiendo en el vehículo clave para el aprovechamiento de las energías renovables, vía indiscutible para combatir el cambio climático y mejorar la sostenibilidad del desarrollo.

Característica "no almacenable" de la energía eléctrica

Cualquier desequilibrio entre la generación y la demanda eléctrica, por pequeño que sea y por poca duración que tenga, provocaría, si no fuese controlado, desviaciones inasumibles en la frecuencia y la tensión de la red. Por ello, cada sistema eléctrico busca la interconexión con otros vecinos, para recibir ayuda inmediata en situaciones de desequilibrios, pero asumiendo el compromiso de actuar rápidamente para eliminar el desajuste propio. Esa actuación se focaliza sobre la generación, controlando de forma instantánea una parte significativa de las centrales de generación, aumentando o disminuyendo su aportación al sistema. Sólo en circunstancias muy excepcionales se actúa sobre la demanda, cortando el suministro a determinadas zonas o consumidores, catalogados como no esenciales³.

Esta "gestión instantánea" de la energía eléctrica complica conside-

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

(2) "Todavía una de cada cinco personas en el mundo carece de acceso a la electricidad moderna". Río +20 (Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible, Río de Janeiro, Brasil, 2012).

(3) Respetando, entre otros, el suministro a hospitales, transportes públicos, etc.

rablemente la estructura de los sistemas eléctricos; sin embargo, es absolutamente necesaria puesto que no existe, hoy por hoy, ninguna tecnología que permita su almacenamiento en grandes cantidades. Las centrales reversibles de bombeo son prácticamente el único procedimiento utilizado. Se trata de centrales hidráulicas con dos embalses, uno superior y otro inferior: En determinados periodos, las turbinas de la central se convierten en bombas que suben agua del depósito inferior al superior. En otro periodos, esa agua se turbinan produciendo energía eléctrica. Así pues, la energía eléctrica se almacena como energía potencial mediante la elevación de agua en un depósito superior, utilizable cuando sea preciso. Sin embargo, el tamaño de esas centrales y su número apenas suponen un apoyo modesto y puntual en el día a día de la gestión de los sistemas eléctricos⁴.

A finales del siglo XX, con el objetivo fundamental de introducir la competencia para aumentar la eficiencia, se fue imponiendo en los países occidentales un análisis más mercantilista de una buena parte de las actividades económicas consideradas como servicios,



proceso que acabó afectando de lleno a la propia energía eléctrica⁵.

Desagregación de actividades

Por un lado, se procede a una desagregación de las actividades que constituyen el conjunto del sistema eléctrico: generación, transporte y distribución, operación del sistema y comercialización, a las que se aplica un tratamiento diferenciado en función de su naturaleza (ver figura 1).

La generación y la comercialización se consideran actividades en competencia

y por lo tanto se liberalizan. Las infraestructuras (redes eléctricas de transporte y de distribución), por el contrario, se consideran monopolios naturales que no tiene sentido económico multiplicar; por lo que se regulan en su planificación y remuneración, con el objetivo de garantizar la calidad del suministro y el libre acceso de los agentes en competencia (generadores y comercializadores). La operación del sistema también se considera actividad única, al margen de la competencia, encargada de prever el consumo y operar y supervisar; en tiempo real, las instalaciones de generación y transporte, con el objetivo de que la producción eléctrica coincida en todo momento con la demanda de los consumidores.

Mercado eléctrico y regulación

Esta desagregación se complementa con la introducción de mecanismos de mercado e incentivos económicos, junto a un complejo cuerpo legislativo y de regulación.

Para la generación y la comercialización se establece el mercado eléctrico, en el que la energía eléctrica, como una mercancía más, queda sometida a la oferta y la demanda, cuyo casamiento determina su precio. La regulación correspondiente deberá velar, como en cualquier otra actividad mercantil, por la existencia de suficiente competencia, actuando contra las situaciones



La expresión "fábrica de la luz", muy utilizada para pequeñas centrales hidráulicas que alimentaban núcleos de población próximos, refleja un curioso enfoque mercantilista de la electricidad. Foto: José Luis Sancha.

⁴ Otras soluciones, como el almacenamiento en baterías, distan hoy en día de ser aplicables a gran escala.

⁵ La experiencia pionera de transformación del sistema eléctrico hacia un régimen de mercado surge en Chile en la década de 1980.

de dominio, abuso de poder o manipulación del mercado por parte de algún agente⁶.

Para el resto de actividades no competitivas, la regulación establecerá criterios técnicos y económicos, introduciendo incentivos con el objetivo de aumentar la eficiencia en dichas actividades y de trasladar a los consumidores las mejoras obtenidas.

El mercado interior de la energía en la UE

En la Unión Europea (UE), este proceso se materializa en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre "Normas comunes para el mercado interior de la electricidad".

En España, estas transformaciones quedan reflejadas en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de 27 noviembre de 1997, por la que se transpone la mencionada Directiva 96/92/CE. En la exposición de motivos de la ley se explicita el cambio de modelo: "No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional." Y también: "La gestión económica del sistema, por su parte, 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."

El 1 de enero de 1998 comienza en España la andadura del Mercado Diario de la electricidad, que desde ese momento se constituye en la modalidad más importante, tanto por su volumen como por servir de referencia

para el resto de mercados eléctricos de más largo plazo.

Desde esos primeros pasos, tanto en la UE como en España, se ha ido avanzando en el fomento de una mayor competencia en el ámbito de la comercialización, con el objetivo de que, a largo plazo, todos los clientes contraten con comercializadores libres, así como en la sofisticación de los instrumentos de mercado, con la finalidad de facilitar las transacciones y de que éstas proporcionen señales de precio para nuevas inversiones, todo ello para poner en marcha el mercado interior de la electricidad (y de la energía) dentro de la UE.

En principio, podría pensarse que las tesis mercantilistas se han impuesto. Sin embargo, se observan enfoques que mantienen la consideración de servicio público, apoyados en la importancia de la energía eléctrica. Así, dentro de la UE se está desarrollando una política general de protección para "consumidores vulnerables", con especial incidencia en la energía eléctrica. En España estas políticas toman las formas de Tarifa de Último Recurso (TUR) y bono social. Las limitaciones a las subidas de precio de la tarifa eléctrica, por temor a su efecto inflacionista en la economía, han originado el actual déficit tarifario, lo que nuevamente refleja la existencia de enfoques mixtos por parte de los poderes públicos⁷.

Otro botón de muestra de esta doble visión se puede encontrar en la propia Ley 54/1997, cuando, en su Artículo 2, dice que las actividades dentro del sector eléctrico "tendrán la consideración de servicio esencial"⁸.

Los mercados eléctricos

A continuación, se presentan los mercados en los que se negocia la

energía eléctrica en España, según la estructura definida en el Artículo 11 de la Ley 54/1997: "mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados".

Por claridad expositiva, la presentación va a seguir el orden temporal en el que los agentes van tomando posiciones. Los mercados a plazo, con horizontes normalmente de varios meses, se verán en este artículo, quedando para un siguiente artículo el resto de ellos (singularmente el Mercado Diario).

Mercados a plazo

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.

Para los generadores, dada la incertidumbre de dónde se situará el precio en el Mercado Diario, asegurarse un precio de venta por anticipado, para parte o el total de su producción, puede resultarles de interés.

De forma similar, a los comercializadores⁹ de electricidad se les plantea una disyuntiva parecida y en vez de arriesgar todas sus compras a lo que resulte en el Mercado Diario, pueden tener interés en llegar a acuerdos de compra a plazo a un precio determinado.

El hecho de que los generadores y los comercializadores tengan estrategias complementarias de aseguramiento es lo que posibilita la viabilidad del mercado a plazo de electricidad y de que puedan cerrarse contratos entre ellos.

⁶ En España, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) son los organismos más directamente responsables de estos cometidos.

⁷ La plena consideración de servicio público evitaría el déficit tarifario ya que sería asumido por el Estado. La plena consideración como mercancía haría imposible la aparición del déficit ya que, como en toda transacción, habría que pagar lo acordado. En España, el Estado reconoce los costes, pero evita su repercusión en las tarifas actuales y los traslada a los consumidores durante los siguientes 15 años, financiándose entre tanto directamente de los generadores. La explicación detallada fue tratada en el artículo V de esta serie http://www.revista-anales.es/web/n_13/seccion_6.html.

El Consejo de Ministros del 14 de septiembre de 2012 ha aprobado el envío a las Cortes del Proyecto de Ley de "Medidas fiscales para la sostenibilidad energética", que podría reducir el déficit tarifario mediante impuestos (mayores ingresos del Estado) a las actividades energéticas.

⁸ Lo que permite actuaciones administrativas en situaciones que puedan afectar a la seguridad de suministro. Ha sido utilizada ante convocatorias de huelga (Resolución de 13 de junio de 2012, http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-7982).

⁹ Por simplificar, en esta categoría se incluye a los consumidores que compran directamente en el mercado.

En la práctica, existen varias modalidades de contratación a plazo¹⁰. A continuación se describen las más utilizadas.

Contratación bilateral física

En esta modalidad, la más simple de todas, un generador y un comercializador acuerdan intercambiarse una determinada cantidad de energía eléctrica en una fecha determinada, durante un plazo determinado y a un precio determinado. Por ejemplo 100 MWh, durante las 24 horas de todos los días del primer trimestre de 2013 a un precio de 45 €/MWh.

El término bilateral hace referencia a que sólo el generador y el comercializador intervienen en el acuerdo. El término físico hace referencia a que el generador especifica la central en concreto que producirá la energía y el comercializador los puntos de entrega de la misma. Llegado el momento de ejecución del contrato, las partes informan de los detalles de su acuerdo (a excepción del precio, que no están obligados a desvelarlo a terceros) al Operador del Sistema (OS) a efectos exclusivos de seguridad del sistema, sin que afecte a la formación de precios del Mercado Diario.

La experiencia indica que el contrato bilateral físico resulta ser excesivamente rígido. Por un lado, el carácter bilateral deja a ambos contratantes sometidos al riesgo de incumplimiento, parcial o total, del acuerdo por parte del otro. Por otro lado, el carácter físico del acuerdo limita la flexibilidad de generadores y comercializadores en la localización de sus puntos de entrega y demanda, los cuales podrían variar en el periodo comprendido entre la firma del contrato y su ejecución.

La modalidad de acuerdo bilateral físico impide la participación de otros agentes que no sean generadores y comercializadores, por ejemplo agentes financieros que podrían ayudar a facilitar acuerdos, aportando flexibilidad y aseguramiento ante riesgos a las contrapartes.



En España, los contratos bilaterales físicos se han limitado, en la práctica, a acuerdos intragrupo (entre productores y comercializadores del mismo grupo empresarial¹¹). En el año 2011, el volumen de energía negociado en esta modalidad fue de 70TWh (un 30% del total de la energía demandada).

Contratación por diferencias

Esta modalidad es la más extendida en los mercados a plazo de cualquier producto. En ella, las partes se aseguran el precio de apertura del contrato a plazo al acordar intercambiarse la diferencia de precios entre el precio pactado en ese contrato y el precio de cierre en el mercado de referencia.

Así, un generador puede abrir un contrato por diferencias con el agente A para asegurarse vender 1 MWh al precio a plazo de 40 €/

MWh. El contrato se cierra cuando el generador acude al Mercado Diario. En ese momento, el generador recibe el precio correspondiente en este mercado, por ejemplo 50 €/MWh, y se liquida la diferencia de precios entre el contrato y el del Mercado Diario: el generador paga al agente A $50 - 40 = 10$ €/MWh. De esta forma, el generador recibe 50 y paga 10 por lo que el precio final de su venta resulta ser 40 €/MWh, justamente el precio acordado en el mercado a plazo.

Si el precio en el Mercado Diario hubiese sido por ejemplo de 35 €/MWh, el generador recibe 35 en este mercado y recibe del agente A $40 - 35 = 5$ €/MWh de la liquidación por diferencias, con lo que igualmente el precio final de su venta resulta ser 40 €/MWh, justamente el precio acordado en el mercado a plazo.

⁽¹⁰⁾ Para más detalles puede consultarse el libro "Los Nuevos Mercados Energéticos", Papeles nº 41 de la Fundación de Estudios Financieros. 2011.

⁽¹¹⁾ Ver "Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad". Sep. 2012. CNE.



De forma similar, si un comercializador abre un contrato por diferencias se asegura comprar al precio a plazo acordado p_{MP} (por ejemplo 40 €/MWh). El contrato se cierra en el momento en que acude al Mercado Diario, donde paga el precio correspondiente p_{MD} (por ejemplo 35 €/MWh) por la energía comprada. Al liquidar la diferencia de precios, el comercializador, que ha pagado 35 €/MWh en el Mercado Diario, paga a la contraparte del contrato la diferencia 5 €/MWh. El resultado para el comercializador es que paga un precio final de 40 €/MWh ($p_{MD} + (p_{MP} - p_{MD}) = p_{MP}$) que

es el precio acordado en el mercado a plazo.

En un contrato por diferencias no se hace referencia a ninguna central de producción ni a ningún punto de demanda, se trata de un puro acuerdo financiero, similar a un seguro. Las partes pueden ser un generador y un comercializador, ya que, según se ha visto, ambos tienen estrategias complementarias de aseguramiento de precios. Sin embargo, pueden cerrarse contratos entre un generador y una contraparte ajena al mundo eléctrico (que acepta asumir el riesgo de mercado), de la misma forma que pueden

cerrarse acuerdos entre un comercializador y una contraparte puramente financiera.

La contraparte financiera del acuerdo puede tener intereses diversos en el mismo. Por un lado, puede servirle de cobertura de otros riesgos asumidos y que sean complementarios al eléctrico, por ejemplo con materias primas, bienes o servicios, etc. Por otro lado, obviamente, puede tener un mero interés especulativo, lo que le llevaría a abrir un contrato con un generador si tuviese una perspectiva de precios al alza en el Mercado Diario, beneficiándose de $(p_{MD} - p_{MP})$; o con un comercializador si esperase precios a la baja en el Mercado Diario, beneficiándose en este caso de $(p_{MP} - p_{MD})$.

En resumen, el contrato por diferencias es similar al contrato bilateral físico en términos de aseguramiento de precio, aunque resulta de una mayor flexibilidad por su carácter financiero, razón por la cual se utiliza mucho más.

Como se verá seguidamente, las formas que ha ido tomando en España la contratación eléctrica a plazo es mediante el sistema de acuerdos fuera del mercado y, más recientemente, en mercados organizados.

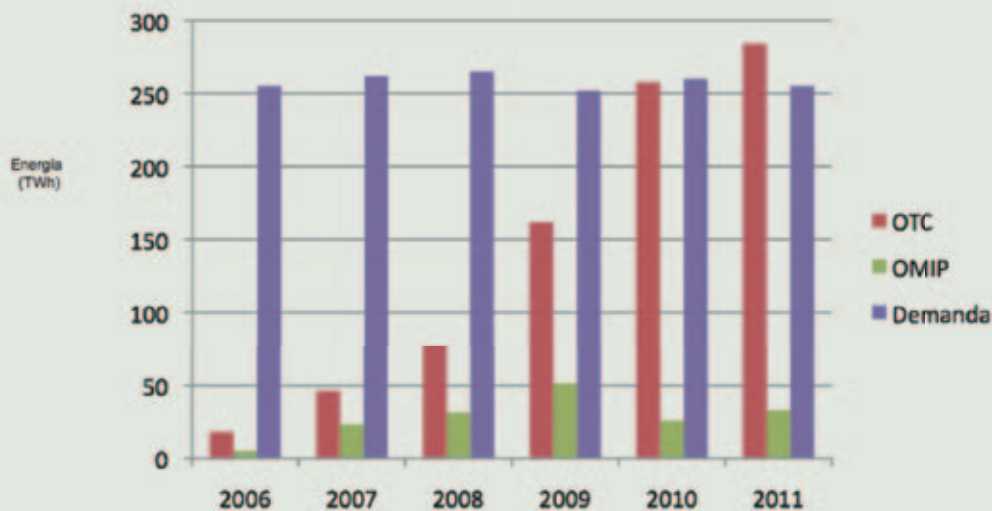
Acuerdos a plazo fuera del mercado

Estos acuerdos se denominan OTC ("OverThe Counter") y su característica básica es que no están sometidos a ningún mercado organizado, siendo un puro acuerdo financiero entre las partes y sin ninguna cobertura en el caso de incumplimiento de la otra parte¹².

En España, los contratos OTC de electricidad se pusieron en marcha muy poco después del comienzo del Mercado Diario en 1998 y han tenido un desarrollo importante con los años. En 2011, la energía contratada de esta forma fue de 284 TWh, concentrándose el mayor volumen de negociación (63%) en productos con horizontes de vencimiento inferior o igual a un año.

⁽¹²⁾ En la práctica, se han ido incorporando algunos mecanismos, gestionados por intermediarios financieros, que permiten una mayor fluidez en la contratación. El intermediario simplemente pone en comunicación a los agentes, de los que recibe una compensación por sus servicios, pero en modo alguno garantiza el contrato.

Figura 2. Volumen de contratación OTC y OMIP en España en relación con la energía demandada. Años 2006-2011



Fuente: CNE

Mercados a plazo organizados

La característica distintiva de los mercados organizados es la existencia de una "cámara de compensación" encargada de garantizar el cumplimiento del contrato, para lo cual los agentes deben aportar las garantías exigidas. Los mercados organizados están completamente regulados.

En España, el Mercado a Plazo está gestionado por OMIP (Operador del Mercado Ibérico. Polo Portugal), como consecuencia de los acuerdos entre España y Portugal al constituirse el Mercado Ibérico de Electricidad¹³. En OMIP se negocian, desde 2006, contratos de electricidad española y portuguesa. El OMIPClear actúa de cámara de compensación. El proceso de negociación es anónimo.

El OMIP, a diferencia del sistema OTC, tiene estandarizados los valores nominales de energía de los contratos en función de los periodos de entrega, pudiéndose distinguirse energía base (24 horas al día) y energía de punta (12 horas, de 8 a 20, de lunes a viernes). Así, el nominal de un contrato de energía base para el mes de marzo es de 743 MWh, resultado de 1 MWh por 30 días con 24 horas y de 1 día con 23 horas (por el cambio horario).

En España, la contratación a plazo organizada ha ido evolucionando con el tiempo, siempre sensiblemente inferior a la contratación por el sistema OTC. En la Figura 2 puede verse la cantidad de energía contratada en ambos mercados durante los últimos años, en paralelo con la energía demandada.

En otros países, el grado de desarrollo de la contratación a plazo, tanto OTC como en mercados organizados, ha sido considerablemente mayor que en España, siendo normal que suponga entre 5 y 10 veces la demanda en países como Alemania, Holanda y Países Nórdicos, mientras que en España fue de 1,2 veces en 2011.

Subastas CESUR

En España, un caso especial de mercado organizado a plazo es el de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso).

Se trata de una subasta organizada por el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español (OMIE), en la que los agentes compradores son los Comercializadores de Último Recurso (CUR) y los agentes vendedores pueden ser, bien generadores o bien

cualquier tipo de agentes financieros. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) fija el volumen de energía a subastar en función de las necesidades de los CUR.

La subasta se organiza de forma descendente. OMIE fija un precio y lo agentes ofrecen energía de venta. Se compara la energía demandada por los CUR con la oferta de los agentes: si la oferta es mayor que la demanda, se pasa a una siguiente ronda con un precio inferior fijado por OMIE, así hasta que la oferta iguala a la demanda, siendo el precio resultante de la subasta el correspondiente a esta última ronda.

La subasta se realiza 4 veces año, unos días antes del comienzo de cada trimestre y hay dos tipos de productos, ambos con periodo de entrega durante el siguiente trimestre. Por un lado, energía base, durante las 24 horas de todos los días y por otro, energía punta, desde las 8:00 a las 20:00 de lunes a viernes de la semana.

Así, por ejemplo, en la subasta efectuada el 27 de Septiembre de 2011, válida para el 4º Trimestre de 2011, participaron 26 agentes ofertantes y se llegó al resultado después de 12 rondas. Los 3.800 MWh de energía

⁽¹³⁾ Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa ("Acuerdo MIBEL"), firmado por los respectivos Gobiernos el 1 de Octubre de 2004.

base fueron adjudicados a 57,99 €/MWh y los 458 MWh de punta a 63,00 €/MWh¹⁴.

El resultado de la subasta es un contrato de tipo financiero, que se liquida por diferencias con el precio del Mercado Diario. Para el CUR, la subasta le permite asegurarse el precio de la energía que necesita para suministrar a sus clientes de último recurso, de forma que cuando acuda al Mercado Diario con esa demanda será indiferente al precio de este mercado.

El resultado de la subasta CESUR lo utiliza el MINETUR para calcular trimestralmente la parte correspondiente a la adquisición de energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR), como ya se vio en el Artículo I de esta serie. Con este mecanismo, la TUR proporciona al CUR exactamente el precio que éste pagó en la subasta CESUR, con lo que queda eliminado el riesgo de precio en su actividad comercializadora.

Conclusiones

Este artículo está dedicado a la descripción de la situación actual del mercado eléctrico a plazo en España, en sus distintas modalidades. En un siguiente artículo se verá el resto de mercados a corto plazo, fundamentalmente el Mercado Diario, en el que se establecen las posiciones para las 24 horas del día siguiente.

Hasta las últimas décadas del siglo XX, la energía eléctrica era considerada más un servicio público que una mercancía por dos razones principales; por un lado, la importancia estratégica de la energía eléctrica en las sociedades modernas y, por otro, su propia característica de "no almacenable". Modernamente, sin embargo, con el objetivo fundamental de introducir la competencia para aumentar la eficiencia, se ha ido imponiendo un análisis más mercantilista de la energía eléctrica.

Esta nueva visión se ha traducido en la desagregación de las actividades que



constituyen el conjunto de la energía eléctrica: la generación y la comercialización se consideran actividades en competencia y por lo tanto se liberalizan, mientras que el transporte y la distribución, así como la operación del sistema, se consideran actividades que han de regularse. Esta desagregación se complementa con una regulación encargada 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 desde entonces con el objetivo de crear un mercado interior de la energía, (electricidad y gas) mediante la intensificación de las interconexiones entre países, la armonización de las regulaciones y la creación de organismos comunes. 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 UE¹⁵.

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 de 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 (Mercado Diario), permitiendo una mejor gestión de riesgos por parte de los agentes.

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, similar a un seguro, liquidándose por diferencias con el precio del Mercado Diario.

En España, las modalidades de contratación eléctrica a plazo más desarrolladas son los acuerdos fuera del mercado (OTC) y, más recientemente, los mercados organizados. En conjunto, sin embargo, el volumen de energía negociado (en relación con la demanda) no alcanza el nivel de otros países de la UE.

La subasta CESUR constituye un caso singular de mercado a plazo organizado, restringido en la compra a los CUR y utilizado por el MINETUR para calcular trimestralmente la parte correspondiente a la adquisición de energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR). ■

⁽¹⁴⁾ De esta subasta y de la anterior, celebrada el 28 de Junio de 2011, la CNE ha elaborado, por encargo del MINETUR, un informe específico de supervisión por posibles comportamientos de manipulación de mercado. Julio 2012. http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=3145&id_nodo=32.

⁽¹⁵⁾ Se está construyendo una nueva línea, subterránea, entre España y Francia que estará en operación en 2014. La prensa del 18 de Octubre de 2012 recoge el comienzo de la perforación del túnel en los Pirineos franceses.