

Perspectivas de los mecanismos de capacidad en Europa y en España

Julián Barquín Gil

Experto en Regulación España y Portugal de Endesa

César Martínez Villar

Subdirección de Regulación de la Generación de Endesa

Juan José Alba Ríos

Director de Regulación de Endesa

Introducción

El futuro es, hoy más que nunca, eléctrico. No hay otra forma de descarbonizar nuestras economías, ni tampoco de garantizar nuestra independencia energética. Es también el vector que se integra más fácilmente, con mucha diferencia, con las tecnologías de la información y permite, por tanto, un uso de la energía más eficiente y cómodo para los consumidores.

Mercados de energía eléctrica competitivos y bien regulados garantizan que las decisiones de inversión y operación sean las más eficientes, asignan sus costes a quienes se benefician de ellos, y facilitan la difusión de la innovación. Son estas razones las que motivaron su creación hace ya un cuarto de siglo, y las que justifican su existencia continuada hoy, para la electricidad y para la mayor parte de los bienes económicos.

No obstante, la organización de los mercados eléctricos es peculiar, como peculiar es su producto. Quizá la característica física más relevante es la imposibilidad de almacenar de forma económica grandes cantidades de electricidad. Como consecuencia, el coste de producción de la electricidad es

radicalmente distinto en distintas horas de un mismo día: diferencias del doble a la mitad no son en absoluto extraordinarias. Por ello el mercado eléctrico se basa en productos horarios: el coste de producción de la electricidad no cambia normalmente de forma radical en el curso de un hora, pero lo puede hacer entre una hora y otra.

En suma: el mercado eléctrico es hoy en esencia un mercado de muy corto plazo, donde los productos son horarios y donde la mayor parte de la negociación se hace cada día para entregar al día siguiente. Este mercado diario se complementa con mercados de plazo aún más corto (intra-diarios, de reserva y de balance) a fin de garantizar que, segundo a segundo, la electricidad generada iguale a la consumida. La mayor parte de la regulación de los mercados eléctricos tiene como objetivo garantizar el funcionamiento eficiente de estos mercados.

Aunque el énfasis en los mercados de corto plazo es explicable por estas razones, la no existencia de mecanismos de largo plazo que los complementen puede conducir a serios problemas en el proceso de inversión en capacidad de generación o, de forma más precisa, en activos que aseguren un

nivel adecuado de seguridad de suministro (por ejemplo, demanda flexible). El problema reside en la extrema volatilidad del precio de la electricidad (de hecho mucho mayor de lo que arriba se ha sugerido), y en la existencia de fallos de mercado peculiares del producto eléctrico.

Para entender el problema se puede pensar en un bien menos peculiar que la electricidad, por ejemplo, las habitaciones en un hotel de vacaciones. En temporada baja el precio de la habitación tenderá a reflejar los costes variables de la misma (el salario de las camareras, del personal de recepción, el consumo de agua y luz, etc.). Pero en temporada alta será más elevado. Idealmente, el dueño del hotel intentará que el precio sea tal que el hotel se llene, pero que si fuera un poco más alto quedarán habitaciones libres. En suma, en momentos de escasez el precio lo marca la demanda de viajeros: es el precio crítico, el precio de reserva al cual el hotel deja de operar a máxima capacidad. Nótese que durante la temporada baja el hotel recuperará sus costes variables, pero no obtendrá márgenes de operación. Los márgenes se obtienen durante la temporada alta. Si la entrada y salida en el mercado hotelero son libres, estos márgenes serán

justo los requeridos para pagar la inversión en el hotel y remunerar el capital invertido.

En principio, la misma teoría puede aplicarse al sistema eléctrico. La principal diferencia es que la temporada baja, cuando hay capacidad de sobra y el precio lo marca el coste variable es muy larga: es el 99,97 % del tiempo en que hay capacidad de sobra en el sistema. Solamente durante 3 horas al año de media será necesario racionar la electricidad (no admitir más clientes por falta de capacidad). Para asegurarse que la inversión se remunera en estas pocas horas el precio de la electricidad ha de ser muy alto. No es difícil estimar que estas 3 horas corresponden a precios de escasez en torno a 30.000 €/MWh, muy superiores a los precios normales del mercado (en torno a 50 €/MWh), si bien la cifra precisa requiere un cálculo complejo. En suma, en el sector eléctrico la temporada alta es muy corta, pero sus precios son muy altos. Esta situación plantea serios problemas.

El primer problema es el de la fijación del precio de escasez. En el caso del hotel el precio en temporada alta lo establecen los clientes: si es demasiado alto no se llenará el hotel y si es demasiado bajo el hotelero deberá dejar de admitir clientes y renunciar a ganar al margen extra que un precio más alto le reportaría. Independientemente de la habilidad del hotelero para estimar el precio de reserva de sus clientes, este racionamiento descansa de forma esencial en que si un cliente no está dispuesto a pagar el precio solicitado no recibe la habitación. El análogo eléctrico sería que si un cliente eléctrico no está dispuesto a pagar el precio de escasez, entonces no pudiera consumir electricidad. Hoy por hoy esto es técnicamente imposible. De hecho, cuando el Operador del Sistema decide que es necesario deslastrar carga para evitar males mayores lo hace por barrios enteros, desco-

nectando por tanto a clientes con muy diferentes precios de reserva. Es por ello que la Administración debe fijar un precio de reserva común. Ello no es fácil: en ausencia de un mercado debe basarse en técnicas tales como encuestas o estimaciones económicas, poco fiables y siempre sujetas a discusión.

El segundo problema es que siendo los precios de escasez muy altos y muy infrecuentes, los ingresos o pagos asociados son muy inciertos. Un generador puede contar que en media cada año recibirá 90 €/kW instalado, necesarios para pagar la inversión, pero en la práctica eso puede significar no cobrar nada durante 4 años y cobrar 450 €/kW el quinto. Un inversor internalizará esta incertidumbre como una prima de riesgo que encarece el coste del capital y retrae, por tanto, la inversión. Por su parte el cliente en el mercado mayorista sabe que ocasionalmente tendrá un pago grande e imprevisto. Los clientes residenciales normalmente contratarán con comercializadoras que actúan de intermediarios. Estos pagos grandes e imprevistos son un riesgo importante para las comercializadoras, que incrementan su coste de capital y dificultan la competencia en el sector minorista.

El tercer problema es la posible falta de credibilidad regulatoria. En el caso de que efectivamente aparecieran en el mercado precios del orden de 30.000 €/MWh existirían fuertes presiones sobre el regulador para que no autorizara el pago o cobro a estos precios, y quizá fuertes acusaciones de ejercicio de poder de mercado, llegando posiblemente a peticiones de procesamiento judicial de las compañías eléctricas. Aunque las autoridades no se plegaran de hecho a estas presiones, la mera existencia de sospechas antes de los hechos de que pudieran llegar a hacerlo sería suficiente para incrementar la prima de riesgo de las inversiones.

Un mecanismo de capacidad es, en esencia, un procedimiento de cambio de estos flujos de caja muy volátiles por un flujo de caja constante, del mismo valor. De esta forma se eliminan los riesgos que subyacen al segundo y tercer problema, al tratarse de pagos periódicos de magnitud limitada. Como se verá más adelante, si adecuadamente diseñados, también contribuyen significativamente a la resolución del primer problema.

Los mecanismos de capacidad

El mecanismo de capacidad más inmediato es la fijación de un pago, generalmente conocido como *pago por capacidad*. Por ejemplo, si el regulador ha estimado que en media habrá tres horas de escasez al año y que el precio de escasez es de 30.000 €/MWh, una planta de 1 MW que funcionara con certeza debiera cobrar de media 90.000 € al año. Por tanto, el pago administrativo debiera ser 90.000 €/MW de potencia cierta o, usando el término establecido, *potencia firme*. Por otra parte ninguna instalación puede garantizar su operación: por ejemplo, existe siempre la posibilidad de fallos. Así, una central nuclear tiene una probabilidad de operación, una fiabilidad, en torno al 90%. Por tanto, la potencia firme de una central nuclear de 1.000 MW serían 900 MW, y en función de este valor será remunerada. En el otro extremo, es muy improbable que una planta fotovoltaica esté disponible en las horas de escasez, lo cual justifica valores muy bajos de su potencia firme. Por ejemplo, en España estas horas suelen darse en días fríos de invierno con poco viento, tras la puesta del Sol, cuando la demanda alcanza sus valores máximos.

Un primer problema del pago por capacidad administrativo es que es difícil de determinar, ya que debiera calcularse, como se vio arriba, a partir de un objetivo de ho-

ras de escasez y de un precio de escasez, que debiera ser la media de los precios de reserva de los clientes. Se han propuesto numerosas técnicas estadísticas y económicas para estimarlo que, sin embargo, no proporcionan valores precisos y consistentes. Un segundo problema, incluso mayor, es que los errores en este precio administrativo se pueden traducir en excesos o defectos importantes de capacidad. En efecto, supóngase que el Regulador calcula un precio administrativo demasiado alto. Como consecuencia se instalará más capacidad de la prevista y las horas de escasez serán inferiores al objetivo. En otras palabras, se habrá pagado un exceso de inversión a cambio de una calidad de servicio mayor de la deseada. Claramente, se dará el problema contrario si el pago por capacidad es demasiado bajo.

Lo que claramente es necesario es algún mecanismo de realimentación que ajuste la capacidad que se paga al objetivo y que permita descubrir el coste real de la misma. La mejor forma de conseguir esto es mediante un mercado de capacidad. El regulador establece el objetivo de capacidad y los agentes ofertan en el mercado, llevando el precio de capacidad al menor valor posible. Los diversos mercados de capacidad difieren en el procedimiento específico empleado.

En cualquier caso un requerimiento general, a veces olvidado, es que es necesario remunerar la capacidad existente de la misma forma que la nueva. Un pago por capacidad debe remunerar la potencia firme, y no debe haber discriminaciones como tampoco las hay en el mercado de energía, donde todas las tecnologías cobran lo mismo. Caso de no hacerlo existe un incentivo

a cerrar prematuramente las centrales existentes o no mantenerlas adecuadamente. Tampoco estará a menudo claro el tratamiento de las repotenciones o de otras inversiones no recurrentes. Además toda central nueva será un día antigua: si existe la sospecha fundada de que los pagos por capacidad se retirarán en el futuro, hoy aumentará el precio de capacidad que marque el mercado.

Aunque la discusión precedente se ha centrado en la generación, la demanda también debe poder participar, en ciertas condiciones, en los mecanismos de capacidad en igualdad de condiciones. En efecto, desde el punto de vista del balance generación-demanda tanto da subir generación como bajar demanda. Un caso claro es el de la demanda interrumpible, que proporcionan empresas con un consumo alto y prácticamente constante de electricidad. Es natural que puedan cobrar el mismo precio de capacidad que los generadores a cambio del compromiso de reducir su consumo¹. Un punto crítico es garantizar que la reducción, que es siempre respecto a un caso hipotético, es de hecho real². La forma ideal de conseguir esto sería que los pagos por parte de la demanda coincidieran en el tiempo con los cobros por parte de la generación. De esta forma, una reducción de la demanda en momentos de pagos altos conllevaría su recompensa automáticamente en forma de un ahorro equivalente a lo que habría cobrado un generador que aportase la misma potencia.

En cualquier caso un mercado de capacidad requiere que el Regulador calcule una capacidad objetivo. La ventaja es que este cálculo es mucho más sencillo que el de un pago por capacidad. En efecto, el factor

más delicado en este cálculo es el de la demanda prevista que será preciso cubrir. Aunque sin duda existirán errores de predicción, el procedimiento de estimación es mucho más fiable y transparente que el de un pago administrativo, y las razones de los errores cometidos mucho más fáciles de entender.

La experiencia americana

Lejos de ser un elemento anómalo de los mercados de energía eléctrico, los mecanismos de capacidad han sido una parte integral del diseño de la mayor parte de los mismos. La discusión ha estado presente desde que un mercado eléctrico se liberalizó por primera vez en Chile, tomando los distintos mecanismos formas características en los países americanos que reflejan sus circunstancias específicas.

Sudamérica: la segunda liberalización

La mayor parte de los países sudamericanos disfrutaban de mercados eléctricos, que se empezaron a establecer siguiendo el ejemplo de Chile en 1982. Inicialmente los mercados se basaron en precios horarios de corto plazo que remuneraban inversiones en un sistema con libertad de entrada. A partir del año 2000 se inicia la llamada "segunda ola de liberalización eléctrica" que incorpora elementos de largo plazo, orientados a disminuir el riesgo de capital de las inversiones.

En efecto, una característica de estas naciones es un fuerte y muy volátil crecimiento de la demanda de electricidad. Por ejemplo, la figura muestra el caso de Colombia. En estas condiciones los inversores necesitan

¹ En el caso español, un mecanismo específico canaliza pagos a la demanda interrumpible un orden de magnitud mayores que a la generación.

² Un ejemplo extremo y divertido es el de un club de baseball en los EE.UU. que mantenía los focos del estadio encendidos de día cuando no había partido, a fin de bajar carga apagándolos y cobrar pagos por capacidad.

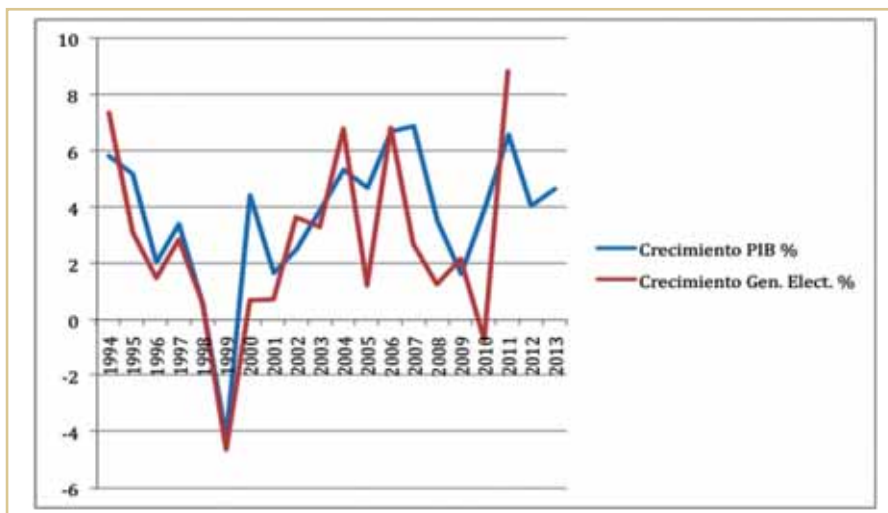
una señal estable de largo plazo para realizar a bajo coste las inversiones que garanticen la seguridad del suministro.

Es también habitual su elevada dependencia de la producción hidroeléctrica. El factor crítico para asegurar el suministro no es tanto la existencia de suficiente capacidad de generación (MW) sino la existencia de suficiente energía (MWh). Un caso extremo es Brasil, país en el que las centrales hidroeléctricas tienen siempre suficiente potencia para cubrir la punta de demanda, pero donde en años secos pudiera no llover lo bastante como para generar toda la energía demandada. Es por ello que, en contraposición a lo que ocurre con los sistemas de Norteamérica o Europa, la contribución de las renovables intermitentes, y en particular la eólica, la seguridad del suministro sea más significativa en Sudamérica³.

En la mayor parte de estos países las compañías distribuidoras tienen la obligación de suministrar a los consumidores, no estando tan desarrolladas o no existiendo las compañías comercializadoras que tienen esta responsabilidad en Europa. Además, la demanda doméstica y una gran parte de la demanda del comercio e incluso la industria es demanda regulada, suministrada a una tarifa administrativamente fijada o autorizada.

Esto explica la regulación de estos países. Así, en Brasil las ventas de energía tienen que estar cubiertas por certificados de "energía firme" (energía que se producirá con muy alta probabilidad, p. ej., incluso en años secos), concedidos por el Regulador a las plantas de generación. Los certificados que han de cubrir a la demanda regulada se compran en subastas organizadas por el

Figura 1. Crecimiento PIB y Generación Eléctrica en Colombia (Banco Mundial)



Gobierno. En ellas se conceden contratos de hasta 15 años a las nuevas inversiones en generación y donde también participan instalaciones existentes.

En Colombia existe un mercado donde los generadores venden "opciones de fiabilidad" sobre su energía firme⁴. Las características de la opción, así como el volumen total que se demanda, son establecidos por el Regulador, y su precio (la prima de la opción) es establecido por un mercado. El coste es pagado por los consumidores como un coste fijo sobre la tarifa de acceso.

El sistema chileno es único en el mundo en el sentido de que las subastas para el suministro de la demanda regulada son organizadas por las propias distribuidoras, de forma individual o coordinada. No obstante, tienen la obligación de tener contratado el consumo de sus clientes regulados con al menos tres años de antelación, incluyendo

en el contrato una garantía de capacidad de generación. En lo referente a esta última, los generadores, como vendedores, deben obtener del Regulador una certificación cada año que garantice que en efecto pueden proporcionar la capacidad contratada. Los contratos pueden ser de hasta quince años de duración, lo que facilita la inversión.

Estados Unidos: variedad práctica en la unidad legal

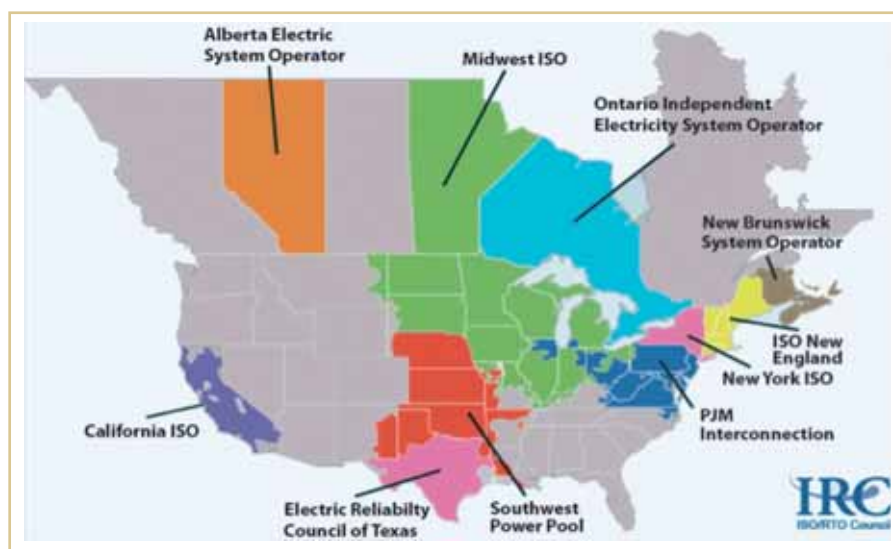
Existen mercados eléctricos establecidos en diversos Estados. Estos Estados suponen la mayor parte de la población y de la actividad económica del país (ver mapa). El mercado de Tejas (ERCOT) se basa en un mercado de sólo energía, donde no existe un mecanismo explícito de capacidad y si pueden existir precios de escasez muy altos.

En el resto de los Estados las entidades responsables del suministro deben disponer

³ No importa mucho a qué hora del día o incluso qué día funciona el generador eólico, ya que contribuye a "ahorrar" agua que puede ser turbinada en cualquier momento.

⁴ Más adelante se describe en mayor detalle otro sistema basado en opciones de fiabilidad: el italiano.

Figura 2.



los intradiarios y los mercados de reserva y balance. Los últimos hitos han sido el desarrollo de diversos códigos de red (similares a nuestros Procedimientos de Operación del Sistema), así como la extensión de un mercado diario acoplado a la mayor parte de la Unión.

Por otra parte, los mecanismos de capacidad no habían merecido apenas atención por parte de la Unión Europea, posiblemente debido a su menor relevancia en momentos de optimismo inversor y cierto exceso de capacidad. Sin embargo, en los últimos años, ha habido un movimiento en los diversos Estados Miembro hacia la introducción de distintos mecanismos. El mapa muestra la situación actual.

Esta situación ha despertado la preocupación de las autoridades comunitarias. De hecho, los mecanismos de capacidad son generalmente considerados, de forma comprensible pero poco rigurosa conceptualmente⁵, como Ayuda de Estado, y como tales sujetos a la autorización de la Comisión Europea. Los criterios que han de cumplirse para ser aceptados están establecidos en las "Directrices sobre ayudas estatales". Dos aspectos son particularmente relevantes: la fuerte preferencia por mecanismos competitivos de asignación, y el requerimiento de reconocer el valor de la capacidad instalada más allá de la frontera de los sistemas nacionales y hacer posible la participación de suministradores de capacidad externos en dichos sistemas.

Adicionalmente la Comisión está realizando una investigación sectorial sobre los diversos esquemas de remuneración de capacidad en los Estados Miembro, que servirá para proponer nueva legislación en el año 2016.

de garantías de una capacidad de generación o de respuesta de la demanda (ambas en potencia – MW) adecuada. Estas entidades pueden ser distribuidoras, comercializadoras o empresas verticalmente integradas, siendo conocidas como LSEs (*Load Service Entities*). El coste de estas garantías o certificados de capacidad es pagado por los consumidores finales, sea como parte del precio pactado en el caso de clientes del mercado libre o como parte del coste reconocido a la LSE en el caso de clientes regulados.

En California el precio de las garantías o certificados de capacidad se establece en un mercado bilateral no organizado. En el resto de los sistemas se adquieren en subastas. En este último caso el Operador del Sistema calcula la capacidad que será necesaria y compra los certificados en representación de las LSEs. En las subastas pueden participar generadores y gestores de demanda. El producto que se vende es de corto plazo (un año), aunque la subasta puede hacer-

se con más antelación (tres años en Nueva Inglaterra y PJM) para hacer posible que participe nueva posible inversión.

El debate europeo

La Unión Europea y el mercado único

La liberalización en Europa se inició en el Reino Unido en 1990, pero su extensión al resto de la Unión Europea ha estado incentivada, incluso dirigida, por diversas normativas comunitarias. Esta regulación se basa en la consideración de la electricidad como un bien, y en la prohibición general de los Estados Miembro a establecer barreras al comercio dentro de la Unión.

Hasta el momento presente los esfuerzos de las instituciones europeas se han centrado en conseguir la extensión y armonización de los mercados de corto plazo, principalmente el mercado diario, pero también

⁵ Tanto un precio de escasez administrativo como la "reserva estratégica" presente en algunos sistemas europeos son mecanismos de capacidad, pero de forma inconsistente la Comisión no parece tener ni pretender jurisdicción sobre los mismos.

Figura 3.



En general, la Comisión Europea no considera los mercados de capacidad como parte integrante del diseño del mercado mayorista, sino que los ve como una ayuda adicional, y potencialmente distorsionadora, que debe minimizarse y ha de tener un carácter transitorio. Aunque buena parte de la industria eléctrica no comparte esta visión, y considera los mercados de capacidad una parte necesaria del diseño del mercado mayorista, lo cierto es que no hay consenso en la industria: hay opiniones, especialmente en los países nórdicos y en algunos del centro de Europa, que prefieren un diseño de mercado que no incluya esquemas de remuneración de capacidad. No obstante, estas opiniones no son siempre consistentes, pues frecuentemente respaldan la existencia de las denominadas “reservas estratégicas”, constituidas por ciertas unidades de generación que son excluidas del mercado y mantenidas a disposición del Operador del Sistema para casos de emergencia, a cambio de una remuneración de capacidad.

Los mecanismos nacionales

De entre los cuatro mayores países de la Unión (Alemania, Gran Bretaña, Francia e Italia) tres (Gran Bretaña, Francia e Italia) han implantado ya o están a punto de introducir mecanismos de capacidad (muy diferentes entre sí) mientras que el gobierno alemán sigue manifestando una clara preferencia por la existencia de precios de escasez elevados para garantizar la seguridad del suministro. En cualquier caso, tanto en estos países como en el resto de la Unión Europea se asiste a un intenso debate, siendo de prever cambios regulatorios en un futuro próximo.

Gran Bretaña⁶

El mecanismo británico forma parte de un amplio paquete de reformas orientado a facilitar las inversiones necesarias en el proceso de descarbonización de la economía, y que incluye otros elementos como contratos por dife-

rencias de largo plazo para la producción de energías bajas en CO₂ (renovables y nuclear).

El mecanismo de capacidad establece que se contratará con 4 años de antelación una cantidad (MW) autorizada por el gobierno tras estudios realizados por el Operador del Sistema (*National Grid*). La capacidad se asigna en una subasta, pagándose el mismo precio de casación a todas las ofertas aceptadas. Las ofertas tienen un precio máximo tanto para la plantas existentes que no realizan inversiones adicionales (25 €/kW-año) como para las que hacen inversiones de renovación (125 €/kW-año), aunque en la primera subasta hubo también un límite general de 75 €/kW-año. La nueva capacidad puede ofertar contratos de larga duración (hasta 15 años) mientras que la existente solamente puede acceder a contratos anuales.

La primera subasta de capacidad tuvo lugar el 16 de diciembre de 2014, para cubrir la demanda de la punta invernal de 2018-19. El precio resultó ser de 19,40 €/kW-año, substancialmente inferior a la mayor parte de las previsiones. Es interesante que el precio marginal fue fijado por plantas de gas natural, que de no haber conseguido estos pagos hubieran probablemente cerrado de forma anticipada.

Francia

El mecanismo francés, como el de California, se basa en un mercado bilateral no organizado. El Operador del Sistema certifica la potencia firme de cada generador del sistema (y de los recursos de demanda que pueda ofertarla). También establece las obligaciones de cada comercializador, es decir, el número de certificados de potencia firme que debe poseer. Estas obligacio-

⁶ El mecanismo descrito no cubre a Irlanda del Norte, que junto con la República de Irlanda forma parte de un mercado eléctrico unificado. Por ello no es, en rigor, un “mecanismo del Reino Unido”.

nes se calculan en función de la demanda que tenga que suministrar durante los días de máximo consumo, durante el invierno. Cada año, una vez pasada la punta, el Operador del Sistema comprueba si cada comercializador posee certificados suficientes como para cubrir sus necesidades. En caso de no poseerlos se le impone una multa.

El mecanismo francés es, por tanto, un mecanismo basado en productos de duración anual: ningún comercializador debe tener certificados válidos para más de un año. En este sentido se le puede criticar por no proporcionar productos de largo plazo que reduzcan realmente el riesgo de inversión. Las reglas del mecanismo fueron aprobadas en enero de 2015, siendo el invierno de 2017 el primero para el que los comercializadores deberán contar con suficientes certificados.

Italia

Italia ha diseñado, pero todavía no implantado, un mecanismo de capacidad basado en opciones de fiabilidad, similar en muchos aspectos al existente en Colombia. Como en este país, las contrapartes son los generadores (o demanda flexible) que proporcionan potencia firme y venden las opciones, y el comprador único en el caso italiano es el TSO, Terna. El coste de la compra de opciones es considerado como un coste más de Terna, que es pagado por los clientes en la tarifa de acceso.

Una opción de fiabilidad es un contrato por el cual un generador renuncia a cobrar el precio de escasez y cobra en su lugar un precio muy inferior (precio de referencia o strike). A cambio de esta renuncia recibe un pago fijo, el precio de la opción. Los generadores pueden comprometer la totalidad de la potencia de sus grupos o solamente una parte (quizá nada) en estas opciones.

La parte no comprometida sigue teniendo derecho a recibir el precio de escasez.

Terna decide cuanta potencia quiere tener disponible en opciones de fiabilidad, así como las características de las mismas, que incluyen el precio de referencia, la duración (tres años) y un elemento de localización (en qué parte del sistema ha de estar instalada). Las opciones son asignadas en una subasta sobre el precio de la opción, con cuatro años de antelación. Se espera que se celebre la primera subasta en un futuro próximo.

España

España ha sido un país pionero en la integración masiva de energías intermitentes. Desde el punto de vista físico, de producción de energía, la principal contribución, con diferencia, ha sido de la energía eólica. El marco regulatorio ha incentivado el desarrollo de sistemas de predicción muy avanzados, así como de otras herramientas que reducen el coste de los desvíos debidos a la intermitencia de esta fuente de energía. Aún así la eólica proporciona una cantidad limitada de potencia firme, y la fotovoltaica una aún menor. Por ello es necesario que haya plantas que suministren este producto. La situación aislada de la península respecto a Europa, así como una economía que históricamente crece más rápido pero es más volátil, complican el problema.

En cualquier caso, España ha contado con mecanismos de capacidad desde el inicio del mercado eléctrico. En julio de 2013 el gobierno publicó una propuesta de reforma. Se basa en tres mecanismos diferentes:

- Un incentivo a la inversión. Actualmente existe un pago administrativo de 10.000 €/MW que se paga a las centrales de ciclo combinado, como máximo hasta que tengan 20 años de vida económica. Se propone que en el futuro no haya

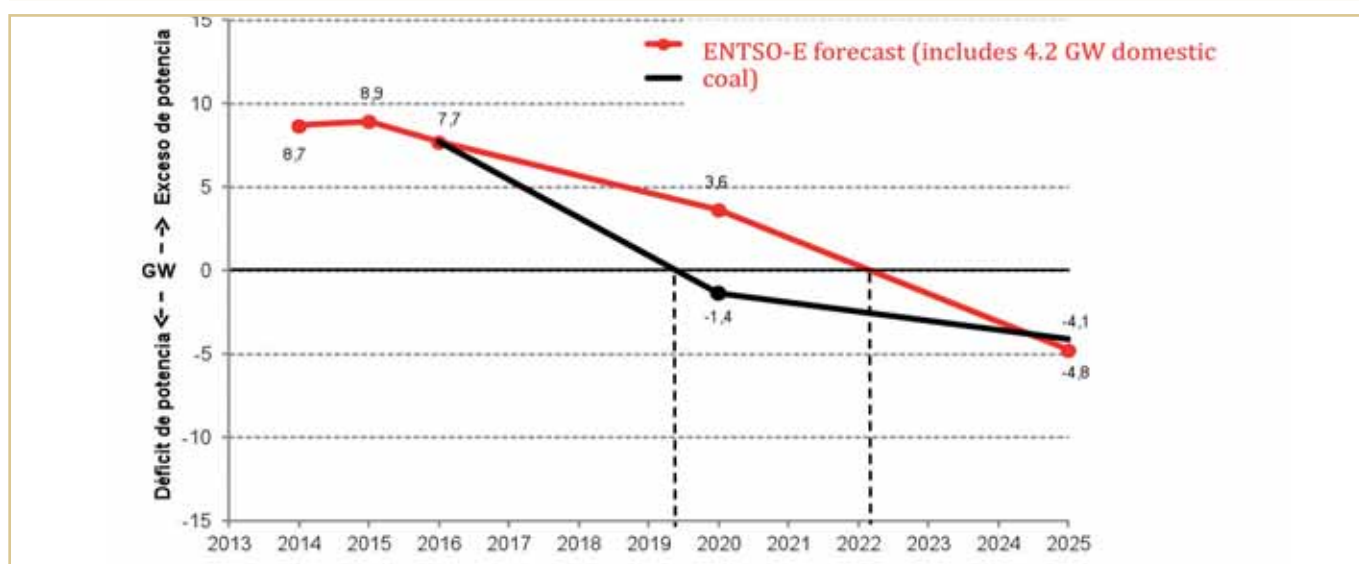
pagos administrativos, sino un precio de capacidad que resulte de una subasta. Sin embargo, y al contrario que en el esquema británico, solamente las nuevas plantas o centrales realizando nuevas inversiones serán elegibles.

- Adicionalmente se prevén pagos por disponibilidad para las plantas de gas natural y carbón. El pago sería condicional a que las plantas oferten en los mercados y estén disponibles para operar si son llamadas. Se prevé una bolsa total que será repartida entre las plantas que proporcionen el servicio. El pago dependerá de los ingresos obtenidos en los mercados de flexibilidad (intra-diario y de reserva), lo que causa complejos incentivos de inciertas consecuencias.
- Finalmente se contempla la posibilidad de hibernación de plantas de gas, es decir, la posibilidad de un cierre temporal. Actualmente no existe libertad de salida en el sistema, lo que evita que la generación se ajuste a una demanda más reducida y puede incrementar la posibilidad de ciclos de inversión.

Aunque estas reformas vayan en la buena dirección, lo cierto es que desde el verano de 2013 no se ha avanzado en su implantación, y en este momento no se prevé que se vayan a producir avances en este terreno al menos en el próximo año. Hay quien dice que esta aparente despreocupación se debe a la situación de exceso de capacidad: a corto plazo sería posible cerrar varios miles de MW de capacidad firme sin problemas de seguridad de suministro.

Sin embargo, este exceso de capacidad en el corto plazo no es permanente. Existe un problema específico relacionado con la retirada temprana de una gran parte de las centrales de carbón. La razón es la aplicación de la Directiva de Emisiones Industriales, aprobada en 2010, que im-

Figura 4.



pone un límite estricto a las emisiones de ciertas sustancias, en especial los óxidos de azufre y de nitrógeno así como partículas⁷. Para cumplir estos límites las plantas afectadas han de realizar cuantiosas inversiones en equipos de desulfuración y, especialmente, desnitrificación. Caso de no hacerlo, podrán operar solamente durante un máximo de 17.500 horas⁸ a partir de 2016, y entonces cerrar. En este caso la lógica económica impone que se agoten lo antes posible estas horas de producción, a fin de adelantar el cierre y evitar costes fijos. En estas condiciones, cabe esperar el cierre en torno al 2018 o 2019.

El impacto sobre el margen de capacidad de este supuesto es muy notable. La figura 4 muestra el margen de capacidad calculado por ENTSO-E (la asociación de Operadores del Sistema Europeos) en el supuesto de que las plantas de carbón afectadas siguieran operando hasta el fin

de su vida útil. Muestra también el margen en el caso de un cierre temprano, exigido por la Directiva si no se acometen las inversiones necesarias. Puede observarse que el actual exceso de capacidad, muy amplio hoy en día, desaparece en fecha tan temprana como 2019.

Un problema grave es que la propia Directiva exige que en octubre de 2015 se haya comunicado si las plantas afectadas se acogerán a operar durante un máximo de 17.500 horas antes de cerrar. Todo ello implica que durante este año 2015 es preciso tomar una decisión. El riesgo es que, en caso de que las plantas afectadas tengan que cerrar, haya muy probablemente que invertir en otras tecnologías con un coste muy superior (por ejemplo, centrales de gas) a más tardar dos años⁹ antes de que aparezcan problemas de capacidad (digamos, 2017). Un problema adicional es que los trámites administrativos para poder empezar la construcción duran al menos 3

años sino más, lo que podría conllevar un elevado riesgo de falta de suministro.

Recientemente se ha publicado una propuesta que incentiva a los titulares de las centrales de carbón autóctono a la realización de las inversiones de adaptación que establece la Directiva. A cambio de un pago de 90.000 €/MW, que cubre aproximadamente la mitad de una parte de la inversión, se exige un compromiso firme de compra de carbón hasta 2018 que está en línea con el volumen de producción de carbón con derecho a ayudas según el Plan de la Minería. Dado que el esquema propuesto no incorpora ningún mecanismo que facilite la venta de la producción derivada de este carbón en el mercado (el Real Decreto de restricciones por garantías de suministro sí que incluía un mecanismo con ese objetivo, pero tras las directrices de ayudas de estado sería muy improbable que la Comisión Europea autorizara un

⁷ Los límites son específicos, es decir, en gramos por metro cúbico de aire que salga por las chimeneas. Por tanto la estrategia de funcionar menos horas para emitir menos no es factible, ya que las emisiones totales son irrelevantes.

⁸ Son horas de acoplamiento a la red, no horas equivalentes de funcionamiento a plena carga.

⁹ El tiempo mínimo para construir la planta.

esquema así), la opinión general es que las obligaciones de compra de carbón que se establecen en la propuesta de orden son excesivas.

En definitiva, se trata de un pago por capacidad administrativo que evitaría la necesidad de anticipar a 2018-2019 nuevas

inversiones en capacidad instalada y que lo hace además de forma eficiente para el sistema, puesto que la inversión en nueva capacidad resulta aproximadamente 3 veces más cara. La aplicación de este mecanismo está condicionada a la aprobación por la Comisión Europea, ya sea como ayuda de estado compatible con

las Directrices comunitarias o bien como un servicio económico de interés general. Desde luego, no puede verse la propuesta española como un nuevo diseño de mercado, pero sí que podría encajar entre las soluciones “transitorias” que parecen ser aceptables para la Comisión Europea en este momento.

Conclusión

La crisis económica ha causado una gran reducción de la demanda eléctrica, que ha provocado en España y en la mayor parte de Europa una situación coyuntural de exceso de capacidad. Sin embargo, conforme la economía se recupera, va siendo cada vez más evidente que no se asiste a una vuelta al sistema anterior, si no al inicio de un sistema muy diferente. Las principales razones son la cada vez mayor penetración de generación intermitente (eólica y solar) que no proporciona potencia firme y la cada vez mayor eficiencia en el uso de energía que lleva a un crecimiento de la demanda total y a patrones de consumo diferentes del pasado.

En esta situación el papel de la generación despachable cambia, siendo menos importante la generación de energía “a granel” y más importante la seguridad de suministro que pueden proporcionar, su valor como seguro o garantía del sistema. Este nuevo servicio no tiene en general una remuneración apropiada en la actualidad, lo que contribuye a explicar los pobres resultados económicos de unas plantas en las que se invirtió pensando en otro tipo de sistema.

Es preciso reflexionar en cómo garantizar que se invierte en la cantidad adecuada de generación firme o de demanda flexible. En Europa existe el problema adicional de garantizar que no vacía de contenido el mercado único, que se creó bajo la hipótesis de que solamente el flujo de energía al por mayor era relevante.

Existen muchas soluciones teóricamente posibles. En la mayor parte de ellas hay un elevado nivel de implicación regulatoria, como mínimo, calcular los requisitos de capacidad que se consideran apropiados. Si se desea que el mecanismo adoptado sea eficiente para incentivar las inversiones adecuadas, la metodología debe ser transparente y la actuación del regulador predecible.

Esta predictibilidad va más allá de la especificación de requisitos. Un precio de escasez alto requiere un compromiso regulatorio muy fuerte, que quizá no sea realista esperar. En este sentido un mecanismo de capacidad es preferible. Es claro que en ambos casos una autoridad regulatoria independiente mejora su credibilidad, pero es que además un mecanismo de capacidad se puede implantar como un contrato. Preferiblemente como un contrato de largo plazo si se desea incentivar la inversión. Pero en cualquier caso un contrato que puede ser defendido en los tribunales, y que puede incentivar la creación de otros instrumentos contractuales, preferiblemente de largo plazo.

Un problema regulatorio adicional está relacionado con la forma en que se establecen los niveles de fiabilidad del sistema. Aunque son responsabilidad del Regulador, de forma casi universal los estudios necesarios se encargan al Operador del Sistema, que en Europa es también el transportista. Esto crea serios problemas de incentivos (por ejemplo, la inclinación hacia expansiones poco eficiente de la red de transporte). ■