



**PROPUESTA DE REFORMA DEL MECANISMO
DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
PARA REEQUILIBRAR Y RECONFIGURAR
EL MIX ENERGÉTICO EN EL LARGO PLAZO
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

Luiz Barroso y Carlos Batlle

Gabriel Cunha, Rafael Ferreira, Paolo Mastropietro, Pablo Rodilla

20 de Junio de 2016

En el mes de enero de 2016, ACOLGEN contactó el Dr. Luiz Augusto Barroso, director ejecutivo de PSR e investigador asociado del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas y el Prof. Carlos Batlle, profesor del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas y *Visiting Scholar* en el *MIT Energy Initiative*, buscando contratar el acompañamiento de un experto con conocimiento internacional en definición de propuestas de políticas y regulación, que colaboren a configurar un cuadro coherente y factible que permita mejorar el funcionamiento del sector eléctrico colombiano.

Una de las solicitudes formuladas por ACOLGEN fue el desarrollo de una propuesta de mejora del mecanismo del cargo por confiabilidad. En el presente documento se desarrolla la propuesta de reforma diseñada por los firmantes. Como brevemente se trata de especificar en el apartado que sigue a la introducción, los autores plantean una solución que en su opinión, tomando como punto de partida lo aprendido de las experiencias vividas desde el momento en que se implantó el mecanismo del cargo, debería reconducir al sistema en el camino de la eficiencia en el largo plazo.

Como se explicita en la nota al pie que acompaña el encabezamiento, es importante recalcar que lo que sigue responde exclusivamente a la mejor opinión de los autores, en uso de su total y necesaria independencia, y que en ningún caso pretende reflejar la posición de ACOLGEN, que puede perfectamente discrepar de lo aquí expuesto. En ese sentido, es importante para los autores dejar claro que no se trata por tanto de un documento “de parte”, la reputación tanto de los autores como de las instituciones académicas a las que están vinculados no permite siquiera contemplar otra alternativa. Por tanto, lo que sigue debe tomarse como la propuesta que los autores diseñarían a petición del propio regulador, modo en el que llevan trabajando ya desde que a finales de los noventa tuvieron el honor de contribuir al diseño original del mecanismo del cargo por confiabilidad.

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo. Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores. Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

o. Introducción

o.1. Punto de partida

Los años secos de 2010 y de 2014 y de 2015/2016 pusieron a prueba el mecanismo del cargo por confiabilidad. Aunque el sistema haya logrado hasta ahora evitar el racionamiento de energía, el diseño original del mecanismo ha evidenciado limitaciones para proveer al sistema colombiano con una garantía del suministro a largo plazo con el alcance (no sólo desde la mera previsión de energía sino también de precio) que se contemplaba como objetivo inicial.

Entre otros factores, los originalmente no del todo esperados niveles de escasez de abastecimiento de gas (disminución de la producción en la cuenca de Guajira y falta de hallazgos en los últimos años) ha conducido de forma gradual al sistema eléctrico colombiano a un escenario frente al cual el mecanismo no estaba apantallado.

El resultado de este desajuste de la planificación que ha terminado afectando severamente a la eficiencia del mecanismo, tal y como se refleja en los sucesivos diagnósticos de los agentes e incluso del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía (CSMEM, 2010, 2014, 2015), ha sido la implantación de una serie de intervenciones regulatorias de corto plazo destinadas a solventar de la mejor manera posible y de forma apresurada los problemas comerciales que se iban sucediendo. Un ejemplo reciente de estas intervenciones es la Resolución CREG 178 de 2015.

En el presente documento, se desarrolla una propuesta de reforma del actual diseño regulatorio. La propuesta tiene como objetivos primordiales: (i) permitir en el corto y mediano plazo seguir respondiendo a la necesidad de garantizar el suministro y (ii) que a través de un periodo transitorio, sea posible reconducir la expansión a largo plazo del sistema en la línea de la deseada eficiencia. Pero como paso previo a su desarrollo, es necesario formular las bases sobre las cuales debe fundamentarse cualquier alternativa que se considere. A continuación se introducen estos fundamentos.

o.2. Criterios fundamentales que deben delimitar la solución

La base fundamental de todo diseño regulatorio debe ser sobre todas las cosas la búsqueda de la maximización del beneficio social neto. Esto implica por tanto la necesidad de encontrar un punto de equilibrio entre los objetivos de corto y de largo plazo, y entre las funciones objetivo tanto de consumidores como proveedores del servicio. Si se priorizan los primeros frente a los segundos, el resultado es una solución alejada de la maximización deseada.

En el caso que nos ocupa, especialmente tomando en consideración el punto en el que se encuentra el mercado eléctrico colombiano, lo aprendido de lo sucedido en los últimos años y por tanto, la necesidad de reconducir el diseño regulatorio, consideramos que estas bases se condensan en las condiciones de contorno que se presentan a continuación. Cualquier propuesta consideramos que debe cumplir con los criterios siguientes:

a) La sostenibilidad física del sistema es una condición necesaria

A mediano y largo plazo, el incremento de la madurez de los consumidores en el mercado (incluyendo su participación en mercados a plazo efectivos y líquidos que les permitan reflejar el valor que para ellos tiene el suministro no sólo en el corto plazo), unido con el desarrollo de las redes inteligentes y las nuevas tecnologías de información y comunicación (contadores avanzados, técnicas de análisis de datos masivos, gestión automática de las cargas, etc.) permite albergar la esperanza teórica de que sea posible liberar al regulador de la necesidad de planificar el suministro futuro. Pero ese momento todavía no ha llegado. Por tanto, el regulador/planificador debe seguir ejerciendo la representación de al menos una parte de la demanda. Esto implica que por tanto la solución regulatoria que se proponga debe garantizar los niveles de suministro mínimos necesarios. En ese sentido, una solución que condujese prematuramente al cierre de una serie de plantas necesarias para proveer a la demanda con un suministro que estaría dispuesto a pagar se alejaría del óptimo requerido. No se trata por tanto de garantizar la rentabilidad de inversión alguna (no es eso lo que debe buscar un mecanismo de mercado) sino de encontrar el punto de equilibrio en cada momento entre los costes de oportunidad tanto de la demanda como de la generación.

b) El precio final para la demanda no puede subir ni brusca ni ilimitadamente

El primer condicionante recién enunciado no implica por el contrario que deba buscarse el suministro a cualquier precio. El regulador debe estimar el verdadero valor que el suministro tiene para la demanda en cada momento (la denominada en términos económicos “utilidad de la demanda”), y de ahí derivar el precio máximo que estaría dispuesta a pagar. De nuevo, el punto que debe buscarse es el equilibrio de mercado en el corto y sobre todo largo plazo.

Al tiempo, si resultase necesario, deben instrumentarse soluciones transitorias que permitan evitar incrementos bruscos e innecesarios de los precios que pagan los consumidores, para evitar el impacto negativo que esto tendría para la competitividad del país.

c) El mecanismo propuesto debe conducir hacia el mix objetivo del regulador

El diseño del mix energético futuro trasciende los límites de la mera optimización económica del costo del suministro. La política energética está altamente condicionada por otros objetivos si cabe de mayor alcance, en especial los objetivos medioambientales. En ese sentido, el mecanismo de mercado y la regulación que establece sus límites e incentivos debe permitir el cumplimiento de estos otros objetivos. Desde este punto de vista, la búsqueda de la mitigación dentro de los límites accesibles de la emisión de gases de efecto invernadero debe ser un objetivo clave a tener en cuenta, suficiente para abordar la reconfiguración del mix futuro.

d) Debe recurrirse a mecanismos de mercado siempre y hasta el punto en que sea posible

Con el fin de conseguir los mayores niveles de eficiencia, las leyes colombianas reflejan la firme decisión de organizar y regular el sistema eléctrico alrededor de mecanismos de mercado. Siempre y cuando el gobierno colombiano no decida revertir este paradigma (lo que en opinión de los autores no sería recomendable), cualquier solución propuesta debe tratar en la medida de lo posible ser coherente con ese objetivo y plantear mecanismos de mercado para resolver los problemas que surgen.

e) La solución debe ser robusta frente a una nueva condición de escasez

El reciente periodo de sequía ha conducido al sistema eléctrico colombiano a una situación no deseada. Las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) representaban en principio una garantía para los consumidores no sólo de contar con el suministro sino con una cobertura de precio. La realidad fue que esta segunda garantía no se pudo cumplir. Y en las condiciones actuales, no parece que pueda ponerse en duda que si en los años venideros se reproduce un periodo de escasez como el recientemente sufrido, el sistema se encontraría de nuevo en la misma situación.

Por tanto, debe implantarse con urgencia una solución regulatoria robusta que prevea esta eventualidad, y que con antelación garantice que una situación como la recién acontecida no se vuelva a repetir. En ese sentido, carece de sentido mantener un mecanismo regulatorio que supuestamente remunera un servicio que se sabe con antelación que no puede ser garantizado. Y en consecuencia, el regulador debe instrumentar una solución regulatoria que remunere de forma adecuada de acuerdo con el servicio que sí se puede esperar que los consumidores a los que representa reciban.

1. Propuesta regulatoria

La propuesta se construye alrededor de dos ejes principales: en primer lugar, se plantea una reformulación de la metodología de cálculo del precio de escasez, basada fundamentalmente en considerar la señal de la planificación y utilizar el gas natural como combustible de referencia. En segundo lugar, se diseña un nuevo marco regulatorio que permita de forma transitoria acomodar de la manera más eficiente para el sistema aquellas plantas que en la actualidad no tienen otra alternativa que quemar combustibles líquidos, para de esta forma seguir garantizando el suministro a medio plazo y readaptar la matriz energética hacia una solución más sostenible y eficiente en el largo plazo.

En lo que sigue, se formulan ambos elementos de la propuesta. En cada caso, se acompañan de los fundamentos de la teoría regulatoria y de la experiencia internacional de referencia.

1.1. Actualización del precio de escasez como señal de planificación a largo plazo

En el apartado A. *Desacoplamiento entre el precio de escasez y el costo variable de las centrales térmicas* del documento de Acolgen “Diagnóstico del Mercado Mayorista de Energía – Fase I” se describe de forma sucinta el problema asociado a la fórmula original de cálculo del precio de escasez, debido esencialmente al radical cambio de las condiciones de contorno que en el momento en el que se concibió el diseño original debía esperar.

Adicionalmente, la experiencia vivida a lo largo del extenso y duro periodo en el que el país ha sufrido el Fenómeno de El Niño permite extraer una serie de lecciones adicionales que sugieren la necesidad de replantear los fundamentos principales sobre los que se asienta el rol del precio de escasez y focalizar su papel dentro del esquema del cargo por confiabilidad. Tal y como se justifica en detalle a continuación, acudiendo a las bases teóricas fundamentales, el precio de escasez debe cumplir una doble función: constituirse en una señal clave de planificación para la expansión del sistema y al tiempo en una cobertura de riesgo de mercado en el largo plazo tanto para futuros inversores como consumidores.

Como consecuencia, la propuesta a este respecto consiste en **actualizar el precio de escasez vinculándolo al valor del costo marginal del grupo de plantas que hayan respaldado sus Obligaciones de Energía Firme con el combustible de la planta de LNG que entrará en funcionamiento a final de 2016.**

En la caja que sigue se justifica la propuesta.

Crterios teóricos de diseño de mecanismos de capacidad

El rol del precio de escasez como señal de planificación a largo plazo

El mecanismo del cargo por confiabilidad colombiano constituye en la actualidad una de las referencias teóricas principales sobre la cual se construyen la mayoría de los mercados de capacidad alrededor del mundo. En el contexto actual, por poner dos ejemplos relevantes, al igual que en el caso colombiano, las opciones de fiabilidad son el producto central de los mecanismos de capacidad en el *Forward Capacity Market* en la región de *New England* en los Estados Unidos y en el diseño recientemente propuesto por el regulador y aprobado por el gobierno en Italia.

La idea básica sobre la cual se estructura el diseño de las opciones de fiabilidad es definir un criterio sólido, eficiente y transparente de determinar cuándo el sistema se encuentra en una situación de escasez. En ese sentido, en la medida en que exista un mercado de corto plazo lo suficientemente líquido y por tanto representativo del valor de la energía, es indudable que el precio es el indicador irrefutable de que el sistema atraviesa una situación de estrés. Sobre esa base, una opción o contrato de fiabilidad, se define como una opción *call*, cuyo precio de ejercicio pasa a denominarse “precio de escasez”.

La limitada definición tradicional del precio de escasez

La definición tradicional de este precio de escasez, tal y como por ejemplo puede encontrarse en la propia regulación colombiana, consiste en determinar un valor por encima del costo variable de la planta térmica más cara del sistema en el corto plazo. Efectivamente, el que el precio del mercado supere de forma suficiente este costo revela que la capacidad de generación es insuficiente para suministrar la cantidad de demanda requerida. Atendiendo por tanto exclusivamente este criterio, el precio de escasez debería tomar como referencia el costo variable de la planta térmica más cara.

El precio de escasez como señal de planificación indicativa

Sin embargo, el análisis anterior es incompleto y por tanto erróneo, puesto que olvida el objetivo primordial para el cual se diseña un mecanismo de capacidad, que no es otro que garantizar el suministro no sólo en el corto plazo sino fundamentalmente en el largo plazo. Un mecanismo de confiabilidad es una herramienta a través de la cual, el regulador, en nombre de toda la demanda, condiciona o guía la expansión de la capacidad del sistema hacia el mix óptimo en el largo plazo.

En ese sentido, el precio de escasez es un indicador a largo plazo del valor de la energía por encima del cual el regulador, en representación de la demanda, considera ineficiente consumir en el futuro. En otras palabras, el precio de escasez debe representar un límite al precio que (en opinión del regulador) no debiera alcanzarse si se hubiera instalado el mix óptimo. Es por tanto una señal clave que el regulador envía a los

inversores, condicionando cuál debe ser la generación que debe respaldar al sistema en momentos de escasez, como por ejemplo cuando el sistema colombiano se enfrenta al Fenómeno de El Niño.

En sistemas mayoritariamente térmicos (limitados en capacidad), en los cuales las situaciones de escasez se producen por limitaciones esporádicas e intermitentes de capacidad instalada, que se traducen en reducidos márgenes de reserva en algunas pocas horas del día en periodos cortos de estrés debidos a altas o bajas temperaturas, tiene sentido planificar el sistema para que la tecnología “de punta” sean o bien generadores de muy bajo costo de capital (y alto costo variable) o incluso demanda dispuesta a reducir significativamente su consumo durante unas pocas horas (a menudo autosuministrándose con generadores de respaldo que queman diésel). Este es el caso por ejemplo del sistema de *New England*, en donde el precio máximo del mercado en este momento es (poco más de) US\$5,000/MWh, mientras que el precio de escasez de las opciones de fiabilidad se fijará en las próximas subastas en US\$1,000/MWh (en las subastas realizadas hasta la fecha se fijó en un valor menor, el incremento observado de la respuesta de la demanda está permitiendo incrementarlo paulatinamente). En estos sistemas, el precio de escasez refleja por tanto la señal de planificación en el largo plazo que el regulador considera adecuada: en (los supuestamente breves) momentos de escasez futura (un número moderado de horas por año o incluso cada varios años), se espera que el sistema responda con generación de muy altos costos variables o directamente con respuesta de la demanda.

Pero en sistemas hidrotérmicos, como es el caso colombiano, en los que los periodos de escasez se definen por una limitación de energía y que por tanto se caracterizan por ser sostenidos en el tiempo, no parece que la alternativa más eficiente de respaldo en situaciones de escasez sean los combustibles líquidos. La señal que el regulador debe enviar a los futuros inversores debe ser coherente con su visión sobre la matriz energética. Así pues, en línea con lo expresado ya en repetidas ocasiones por las instituciones responsables de manera directa o indirecta de la supervisión de la planificación futura del sistema eléctrico colombiano, el precio de escasez debería indexarse al precio del gas natural importado, dado que ese parece ser el factor determinante que en los próximos años va a condicionar la futura matriz óptima.

El precio de escasez como factor clave de gestión del riesgo de precio en el largo plazo

El papel del precio de escasez va más allá de las consideraciones recién descritas. El contrato de fiabilidad constituye al tiempo una cobertura de riesgo tanto para proveedores como demandantes del suministro. En principio, en un mercado ideal, en el que la demanda participase de forma activa, no sería necesario que el regulador diseñase mecanismo alguno. Los generadores recuperarían el total de sus costos de capital ofertando precios muy altos en los periodos de escasez. En el caso de generadores a gas (eg. ciclos combinados), cuyos costes de capital son relevantes, esto supondría un riesgo que les complicaría

enormemente financiar sus inversiones. Y al tiempo, expondría a la demanda a pagar precios desproporcionadamente elevados.

Como consecuencia, la indexación vinculada al precio del gas natural importado en el mercado añade una necesaria cobertura tanto para generadores como consumidores, que conduce a una asignación más eficiente del riesgo.

1.2. Mecanismo transitorio hacia una matriz energética más eficiente

Tal y como se indica en la introducción de este documento, la segunda parte de la propuesta trata al tiempo de diseñar el proceso a través del cual se pueda reconducir de forma sustentable la planificación del sistema eléctrico hacia un mix más eficiente en el largo plazo.

El rediseño regulatorio para conseguir este objetivo se estructura alrededor de tres elementos fundamentales:

i) Redefinición de los compromisos vinculados a la asignación de Obligaciones de Energía Firme vigentes

En línea y contraprestación con la redefinición del mecanismo de cálculo del precio de escasez enunciado en el apartado anterior, se redefinirán los compromisos vinculados a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas mediante la Resolución CREG 177 de 2015, de tal manera que en adelante se vinculen no sólo a la disponibilidad de energía en el periodo de escasez, sino también a la capacidad de poner esa energía a disposición del sistema a un precio inferior al precio de escasez (correspondiente al precio de la planta térmica más costosa que haya respaldado sus obligaciones con gas natural importado) previamente determinado por el regulador (y descrito en el apartado anterior)¹.

Para aquellos generadores cuyo costo variable de producción tenga valor superior al citado precio de escasez (aquellas que en su día se acogieron a la extensión de la Res. 178) se define un mecanismo transitorio de reserva estratégica que se detalla a continuación.

ii) Subasta de sustitución de combustibles líquidos

En paralelo con la actualización del precio de escasez, se convocará en los plazos que se consideren oportunos (por ejemplo para su entrada en vigor en 2019) una subasta destinada a sustituir de la manera

¹ Esta asignación de oferta firme en función del costo variable es un elemento del mecanismo de garantía de suministro en Brasil, ver Barroso et al. Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform. Power Engineering Society General Meeting, 2006.

más eficiente posible aquellas plantas acogidas a la RES. 178 o a incentivar a aquellas a las que les sea posible a reconvertirse a gas.

Esta subasta se abrirá a la entrada de nuevos recursos tanto de generación como de demanda que de forma contrastada puedan demostrar su capacidad de operar (o no consumir) a un precio inferior al precio de escasez (o superior para la demanda). A esta subasta podrán acudir por tanto aquellas plantas que i) originalmente se hubieran acogido a la RES. 178, ii) que hayan adquirido la condición de reserva estratégica en el momento de su implantación, al tiempo en que entra en vigor la reformulación del precio de escasez descrita en el apartado anterior y iii) demuestren contar con un plan de reconversión creíble que les permita generar más allá de la fecha determinada en la subasta (eg. 2019) a un costo inferior al precio de escasez.

Con el fin de reforzar los incentivos a la reconversión, a los ganadores de esta subasta se les asignarán OEFs por un número de años mayor de uno (eg. 10 años, en línea con el periodo estipulado para las plantas vinculadas a la planta de regasificación del Atlántico).

iii) Reserva estratégica

Al tiempo que se redefine la nueva fórmula de cálculo del precio de escasez, y mientras y en la medida que lo considere necesario para garantizar el suministro en el nivel estimado como costo-eficiente (ver punto anterior en el que se plantea la convocatoria de una subasta de sustitución), el regulador implantará un mecanismo de **Reserva Estratégica** que se aplicará a aquellas plantas cuyo costo marginal sea superior al precio de escasez y que se consideren necesarias.

El mecanismo funcionará de la manera siguiente: el regulador valorará la cantidad de energía firme faltante (estimada con los nuevos criterios previamente descritos, ie. aquella cuyos costos sean inferiores al nuevo precio de escasez). Este faltante se cubrirá con energía procedente de plantas de costos superiores (que en su día se acogieron a la extensión de la Res. 178), que percibirán sus **costos auditados** cada vez que sea necesario que produzcan más una **remuneración regulada destinada a cubrir sus costos de operación y mantenimiento** por permanecer en el sistema (**incluyendo una rentabilidad razonable** vinculada a estos costos, tal y como se desarrolla en la caja que sigue). Dichos parámetros serían definidos por el regulador.

En la caja que sigue, a la luz de las principales experiencias internacionales, se desarrollan los fundamentos teóricos sobre el mecanismo de reserva estratégica.

Reserva estratégica: teoría y experiencias internacionales

El reciente “Informe provisional de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad”² de la Comisión Europea plantea de forma concisa el objetivo y papel clave que tiene en la experiencia regulatoria el mecanismo de reserva estratégica:

La forma más común de mecanismo de capacidad es el denominado “reserva estratégica”. Las reservas estratégicas son plantas de generación que no participan en el mercado mayorista, y que se mantienen apartadas sólo para ser llamadas por el operador del sistema en situaciones de emergencia.

(...)

Las subastas de nueva capacidad y la reserva estratégica pueden ser mecanismos apropiados para afrontar un problema de capacidad transitorio. Una subasta permite atraer nuevas inversiones, mientras que una reserva estratégica se suele utilizar para prevenir que plantas existentes se cierren. (...) ambos pueden servir de puente para pasar un periodo transitorio de escasez de capacidad, hasta que se desarrollen las reformas de la regulación del mercado necesarias para proporcionar suficientes incentivos a la inversión, o hasta que se introduzca un mecanismo de capacidad a largo plazo más apropiado. Por lo tanto, estos modelos deben ir acompañadas de un plan creíble para el futuro.

Tal y como define la Comisión Europea, el mecanismo de reserva estratégica es un mecanismo de capacidad transitorio que consiste en apartar cierta cantidad de generación del mercado eléctrico, para su uso exclusivo durante situaciones en las que la seguridad de suministro se vea amenazada. Obviamente, estos recursos pierden el derecho a ofertar en el mercado y a recibir la remuneración correspondiente.

A menudo, tal y como de menciona en el artículo del Prof. Neuhoff de DIW Berlin³, el ingreso en las reservas estratégicas conlleva también la prohibición para las plantas involucradas de volver al mercado en el futuro. El objetivo es evitar que este mecanismo se termine convirtiendo en un objetivo para los generadores instalados en el sistema, de tal forma que se evite terminar desincentivando la entrada de nuevos recursos energéticos más eficientes.

Criterios de designación

² European Commission, 2016. Commission Staff Working Document Accompanying the Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. Released on 13 April 2016.

³ Neuhoff, K., Diekmann, J., Kunz, F., Ruster, S., Schill, W.P., Schwenen, S., 2015. A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition. DIW Berlin Discussion Paper 1495.

Normalmente este mecanismo está dirigido a plantas existentes que, sea por razones técnicas (vida útil de los equipos) o económicas (reducción de su rentabilidad en el mercado), tienen de forma contrastada planeado cerrar sus centrales.

Determinación de la remuneración

Tanto la selección de los recursos con derecho a formar parte de las reservas estratégicas como la determinación de su remuneración se lleva a cabo a través de subasta cuando las condiciones del mercado así lo permiten (cuando hay un mayor número de potenciales ofertantes que la cantidad que el regulador considera necesaria).

La participación a la subasta puede estar limitada a la generación existente o incluir también nuevos proyectos y recursos de respuesta de la demanda (aunque estos últimos son a menudo objetivo de subastas específicas de interrumpibilidad).

En los casos en los que no se puede garantizar que la subasta presente unos niveles saludables de competencia, las condiciones de contratación de la reserva estratégica se realiza a través de negociaciones bilaterales.

Es importante destacar que, tanto en este segundo caso, como en el caso en el que la remuneración resulta de un proceso de subasta, el objetivo del mecanismo no es garantizar la recuperación de la inversión, dado que aún en el caso de estar pendiente se trata de un coste hundido.

De acuerdo con la más básica teoría económica, el criterio que debe ser tomado en cuenta tanto para fijar el precio límite en el caso de la subasta como la remuneración en una resolución negociada es la estimación del punto de equilibrio entre el coste de oportunidad para el regulador (actuando en nombre de la demanda) y para el generador:

- Para el regulador, este coste de oportunidad viene determinado por la estimación de la diferencia entre el valor que para la demanda tendría el suministro y el coste variable de la energía servida por la planta, ponderado por la probabilidad de que en el periodo durante el cual se extiende el contrato se produjera un evento de escasez (estimando también la duración del mismo).

- Para el generador, el coste de oportunidad serían los costes de operación y mantenimiento necesarios para mantener la planta disponible durante el periodo requerido, más una tasa de rentabilidad razonable vinculada a este coste.

De esta forma, en el caso de la subasta, mediante la fijación de un precio límite de salvaguarda se garantiza que el precio final resultante no exceda el valor que para la demanda tiene el suministro en esas circunstancias. En el caso negociado, el objetivo es que la remuneración sea tal que sea más interesante

tanto para el regulador como para el generador mantener la planta disponible, que cesar por completo su actividad y cerrarla.

Criterios de despacho y determinación del precio del mercado

Un elemento de diseño crucial es la modalidad a través de la que estas plantas son despachadas, y en particular, cómo esto afecta al proceso de formación del precio del mercado en el corto plazo. Según la teoría regulatoria, es fundamental garantizar que la reserva estratégica no interfiere con el normal funcionamiento del mercado, ie. que sean despachadas sólo durante condiciones de escasez real y que cuando esto ocurra, el precio del mercado no deje de reflejar esta escasez.

Las soluciones más utilizadas son:

- i) ofertar las reservas estratégicas de manera regulada en el mercado, a un precio muy elevado que refleje la utilidad marginal de la demanda (coste de la energía no suministrada), siempre por encima de los costes variables de la unidad más cara activa en el mercado
- ii) despachar las reservas estratégicas solamente cuando el mercado no casa porque la generación disponible en el mercado no llega a cubrir la demanda.

La implantación de cualquiera de estas dos alternativas es de fundamental para permitir que el resto del mercado (generadores y demanda, presentes y futuros) siga percibiendo el precio de mercado como señal válida de inversión a largo plazo, y al tiempo para que las opciones de fiabilidad funcionen adecuadamente como incentivo a la disponibilidad.

Experiencias internacionales recientes

Según la recién publicada investigación sectorial de la Comisión Europea sobre mecanismos de capacidad (EC, 2016), las reservas estratégicas son el mecanismo de capacidad más utilizado en la Unión Europea. Cinco países (Alemania, Bélgica, Dinamarca, Polonia, Suecia) han introducido o planean introducir reservas estratégicas en sus sistemas.

Si se consideran entre estos mecanismos también las subastas de interrumpibilidad, el número de países sube a nueve. Bélgica contrató 800 MW de reservas estratégicas en 2014, que subieron a 3 500 MW el año siguiente. Estas reservas no se han utilizado nunca hasta la fecha. La regla de despacho prevé que cuando estas centrales produzcan, el precio del mercado de corto plazo se fije automáticamente en 4 500 €/MWh. Suecia cuenta con 1 000 MW de reservas estratégicas desde 2003, con el objetivo de cubrir el pico invernal de demanda, contratadas a través de subastas abiertas tanto a recursos de generación como de demanda.

Polonia también dispone de una reserva estratégica de 830 MW que estará activa por un periodo de transición de dos años a partir de 2016.

Alemania utiliza de momento una reserva estratégica particular, llamada reserva de red, que le permite solucionar los problemas de interconexión entre el norte y el sur del país. Las centrales conectadas a la parte sur de la red que manifiestan su intención de cerrar se trasladan a la reserva de red. Si se prevé que esta capacidad no sea suficiente para solucionar las congestiones, se organiza una subasta para contratar capacidad adicional. La reserva de red se despacha independientemente del mercado nacional y de su precio, estando su activación basada exclusivamente sobre criterios de estabilidad de la red de transporte. Esta solución tiene declarado carácter provisional, en tanto en cuanto entre en funcionamiento la nueva capacidad de interconexión (HVDC) entre el norte y el sur del país. Alemania también está considerando la posibilidad de introducir una reserva estratégica a nivel nacional, destinada a mantener en el sistema por un número reducido de años una cierta cantidad de plantas de carbón considerada necesaria mientras se produce la entrada de suficiente capacidad de generación renovable⁴.

⁴ El objetivo declarado por el gobierno alemán en su proceso de reforma energética (*Energiewende*) es alcanzar una reducción de las emisiones de efecto invernadero del 85-90% en 2050.