



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 7/2010 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE CONTRATACIÓN Y GESTIÓN
DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR
ESPAÑOL**

20 de mayo de 2010

INFORME 7/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE CONTRATACIÓN Y GESTIÓN DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de mayo de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

En la actualidad, y desde el establecimiento del mercado eléctrico en 1998, la insuficiencia de reserva de potencia a subir o a bajar es habitualmente detectada y resuelta en el proceso de resolución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) mediante la convocatoria del proceso de gestión de desvíos y la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La operación del sistema presenta hoy desafíos apenas presentes hace ya más de 12 años, fundamentalmente por la relevancia de las fuentes de energía renovable no gestionables. Esta situación, ya estructural, se pone aún más de relieve en situaciones como la ocurrida en los primeros meses de 2010, con aportaciones hidráulicas fluyentes superiores al promedio histórico y la creciente contribución de las mencionadas instalaciones no gestionables.

En estas circunstancias, el mantenimiento de los márgenes de seguridad requeridos en la operación del sistema exige frecuentemente, de un lado, la programación de un número creciente de grupos térmicos a su mínimo técnico para proveer reserva a subir, y de otro, la parada de otros grupos o incluso el vertido de producción renovable, de coste variable próximo a cero para proveer reserva a bajar. Estas acciones introducen un sobrecoste

adicional en el precio final de la energía soportado por la demanda y, en el caso de los vertidos, dificultan la consecución de los compromisos adquiridos en materia de fomento de fuentes de energía renovable.

El objetivo de la propuesta analizada en este Informe es garantizar la disponibilidad de reserva a subir y a bajar de forma técnica y económicamente más eficiente que la actual, y para el conjunto del sistema peninsular, diferenciada por tanto de la resolución de restricciones técnicas zonales.

En el caso de la reserva a subir, se propone implantar un mecanismo de mercado para su contratación, descrito en un nuevo Procedimiento de Operación, que pasaría a ser el P.O. 3.9. En el caso de la reserva a bajar, se considera suficiente permitir la presentación de ofertas con precios inferiores a cero en los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos.

Además de los objetivos de índole estrictamente operacional, debe tenerse presente que el desarrollo de nuevas modalidades de contratación como las a continuación descritas podría incentivar el desarrollo de instalaciones de producción de características particularmente adaptadas a la provisión de reserva de forma rápida y flexible (típicamente, turbinas de gas en ciclo abierto, centrales hidráulicas de bombeo, e instalaciones renovables gestionables con acumulación de energía). Dichas instalaciones constituyen, junto con la plena incorporación del régimen especial al mercado y el reforzamiento de las conexiones internacionales, uno de los elementos clave para la integración de una proporción cada vez mayor de electricidad procedente de fuentes de energía renovable no gestionable de manera económica y operacionalmente sostenible.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 8 de enero de 2010 ha tenido entrada en esta Comisión oficio de la Secretaría de Estado de Energía solicitando informe preceptivo a la propuesta de “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema eléctrico peninsular español”, —la *propuesta*— presentada por el Operador del Sistema (OS).

Con fecha 11 de enero de 2010, la propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad; se han recibido alegaciones de: la Asociación de Comercializadores Independientes de Electricidad (ACIE), la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), y el Operador del Mercado Ibérico – polo español (OMEL). La Generalitat de Catalunya y el Gobierno de la Comunidad de Madrid han comunicado que no tienen alegaciones al respecto.

3 CONSIDERACIÓN PREVIA — SÍNTESIS DE LA PROPUESTA

3.1 Reserva a subir

El mecanismo sería activado por el OS cuando se detectara una escasez de reserva en el sistema. La propuesta prevé que participen únicamente las instalaciones térmicas, ya sean pertenecientes al régimen ordinario o al régimen especial de carácter gestionable, que a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP)¹ no aportaran reserva a subir al sistema; es decir, con carácter general, podrán participar aquellas unidades con programa de generación nulo en el horizonte de programación del mercado diario².

Se contemplan las siguientes excepciones a este requerimiento de programa nulo:

- i. Instalaciones cuyo programa responda a un desacoplamiento en rampa descendente, en las tres primeras horas del día.
- ii. Instalaciones cuyo programa sea inferior al mínimo técnico de la unidad.
- iii. Instalaciones que, aun teniendo un programa superior al mínimo técnico en su modo de funcionamiento previsto, puedan aportar reserva a subir pasando a otro modo de funcionamiento (es el caso de los ciclos combinados multieje).

La prestación del servicio sería potestativa y retribuida mediante un mecanismo de mercado de tipo “pago según oferta”, habitualmente denominado “pay as bid” en la literatura anglosajona. Para minimizar las interferencias con el actual proceso de

¹ El PDVP es el programa resultante tras la resolución de las restricciones técnicas.

² Las instalaciones programadas en el diario aportan *per se* reserva a subir — se trata de captar reserva adicional a ésta con la que ya cuenta el sistema.

programación, dicho mercado tendría lugar, de ser necesario, tras la publicación del PDVP (a las 14:00 del día D-1) y antes de la recepción de ofertas de secundaria (a las 15:00 del día D-1). Las unidades de programación ofertantes deberían integrarse en un centro de control y aportar al menos 10 MW.

Se propone la utilización de ofertas en portfolio, una por sujeto, compuestas por bloques que podrán ser aceptados de forma independiente; uno de los bloques podría tener carácter indivisible. Se permitiría especificar un número mínimo de períodos consecutivos de asignación. Se permitiría la utilización de ofertas por defecto. No se aceptarían ofertas que provocaran restricciones técnicas. Una vez asignadas las ofertas, los sujetos deberían comunicar su desagregación en unidades de programación y unidades físicas.

La disponibilidad de la reserva se articularía a través de la participación de los agentes a los que se hayan asignado ofertas en las distintas sesiones del intradiario. Se propone que las unidades a las que se asignara la provisión de reserva adicional a subir quedaran asimismo obligadas a presentar oferta por dicho valor asignado si el OS convocara un proceso de gestión de desvíos a subir.

Los posibles incumplimientos (reserva efectivamente provisionada inferior a la ofertada) supondrían una obligación de pago igual a 1,2 veces el precio ofertado.

El coste del servicio sería asumido por: i) las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos en barras de central, excepto bombeos, servicios auxiliares, y exportaciones; y ii) las unidades de venta, en proporción a sus desvíos de producción respecto al Programa Base de Funcionamiento (PBF), excepto las importaciones.

Esta propuesta se materializaría mediante el desarrollo de un nuevo P.O., que pasaría a ser el 3.9, "Procedimiento de operación por el que se establece el mecanismo de contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir en el sistema eléctrico peninsular español" (incluido como anexo a la propuesta); se requerirían también cambios menores en procedimientos directamente relacionados, como son los de programación

(3.1), restricciones técnicas (3.2) y liquidación de los servicios de ajuste (14.4), así como en las especificaciones de intercambio de información con el OS.

3.2 Reserva a bajar

Se plantea permitir la presentación de ofertas con precio negativo (es decir, un derecho de cobro asociado a una reducción de programa) en los mercados de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar. El objetivo es incentivar el funcionamiento por debajo de mínimo técnico de aquellos grupos térmicos capaces de hacerlo en condiciones de seguridad, bien porque puedan alcanzar un super-mínimo técnico, bien porque puedan desacoplarse, funcionando en isla sobre sus propios auxiliares o, directamente, parando.

El coste del servicio sería asumido por las unidades de programación que se desviarán respecto a su programa de producción establecido.

Esta propuesta no exigiría desarrollar un nuevo P.O., ni cambiar los procedimientos de gestión de desvíos (3.3) y reserva terciaria (7.3). No obstante, sí debería modificarse el P.O. de reserva secundaria (7.2), para establecer un precio mínimo de 0 Eur/MWh a las ofertas de energía secundaria a bajar³. Se requerirían cambios menores en los procedimientos de liquidación de los servicios de ajuste (14.4), y en las especificaciones de intercambio de información con el OS.

4 CONSIDERACIONES

4.1 Consideración General previa

A juicio de esta Comisión, si bien se considera que la propuesta objeto de este informe está dirigida a mejorar el mecanismo actual de la gestión de las reservas a subir y bajar, proponiendo un instrumento diferenciado del mecanismo de gestión de las restricciones técnicas, resulta necesario abordar también otras posibles

³ Esto se debe a que el precio marginal de reserva secundaria a bajar se obtiene a partir de la escalera de reserva terciaria a bajar. La introducción de precios negativos en la reserva terciaria pretende dar una señal económica para la desconexión de grupos térmicos, pero debe impedirse que un precio negativo en terciaria a bajar llegue a marcar el marginal de la secundaria a bajar (implicando un derecho de cobro).

modificaciones de la normativa en su conjunto que permitan mejorar la gestión del sistema y de los procesos del mercado ante la creciente incorporación al sistema eléctrico de tecnologías de producción no gestionables.

4.2 Del carácter potestativo del mecanismo de reserva adicional a subir propuesto

De acuerdo con el primer párrafo del apartado 3. “Definiciones”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta, los sujetos son libres de presentar o no ofertas al nuevo servicio:

“El mecanismo de contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir en el sistema eléctrico español es un servicio complementario de carácter potestativo, gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado.”

Según la propia propuesta, la creación de este nuevo servicio se justifica en la conveniencia de *no dejar para después* la contratación de una reserva cuya necesidad el sistema puede anticipar *antes* de la actuación de otros servicios actualmente en uso, los cuales tienen en parte bien carácter obligatorio, bien carácter potestativo pero con presentación de oferta obligatoria.

El carácter potestativo conlleva la posibilidad de que un agente decida retirar, potencialmente, la totalidad de su oferta al nuevo servicio y *apostar* por ser despachado en cambio, por ejemplo, en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real. En función de cuán imprescindibles sean las unidades de dicho agente para satisfacer el requerimiento global de reserva adicional (en función de su *pivotalidad*), y del uso que se haga de la condición de indivisibilidad (discutida más adelante), esta situación podría llegar a vaciar de contenido el nuevo mecanismo o, cuando menos, tensionar de forma difícil de predecir el precio resultante del mismo, lo cual pondría en cuestión su utilidad.

Por consiguiente, se considera preferible que, cuando menos en una primera fase de implantación, el nuevo servicio de reserva adicional a subir sea de carácter potestativo pero oferta obligatoria, como ocurre con la regulación terciaria.

4.3 Del carácter no marginal del mecanismo de mercado propuesto para la provisión de la reserva adicional a subir

De acuerdo con el apartado 9, “Liquidación del servicio”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta, la prestación del servicio conllevaría la percepción de los “derechos de cobro asociados a la reserva de potencia adicional a subir asignada en cada periodo de programación, valorada al precio ofertado” (el subrayado es nuestro). Es decir, el servicio sería retribuido de acuerdo con el esquema habitualmente denominado en la literatura anglosajona como “pay as bid” (pago según oferta), por oposición a un mercado de precio marginal o uniforme.

Si bien la elección de un esquema bien marginalista, bien de “pago según oferta”, es un tema de discusión recurrente desde el origen de la práctica regulatoria energética, comúnmente se considera, asumiendo precios positivos, que los esquemas de retribución del tipo “pago según oferta” se adaptan mejor a situaciones en las que no existe una definición uniforme del producto, o bien la dispersión de los precios de oferta es elevada, ya sea debido al escaso número de potenciales proveedores o a que emplean tecnologías de coste de producción significativamente diferentes.

En el caso que nos ocupa, la definición del producto sería homogénea, pues se trataría de un producto único, y podría participar la práctica totalidad de las unidades térmicas (aunque sólo las unidades térmicas) con PDVP nulo.

Con carácter general, los sistemas que retribuyen los servicios de balance bajo la modalidad “pago según oferta” cuentan con un detallado catálogo de productos que son especificados y comprometidos en horizontes temporales muy superiores al diario mediante contratación bilateral entre proveedor y OS. Se tiene además que la retribución del OS está sujeta al diseño y aplicación de una batería de incentivos y penalizaciones orientados a lograr la satisfacción de cada uno de los servicios a un precio próximo o inferior al inicialmente presupuestado.

En el caso que nos ocupa, el requerimiento de reserva sería publicado diariamente, para ser proporcionado al día siguiente, mediante un mecanismo de mercado centralizado, y la retribución del OS no contempla una batería de incentivos semejante a la descrita.

A diferencia de lo que ocurre en la resolución de restricciones de carácter zonal, en las que en principio sólo un corto número de unidades, de características potencialmente muy distintas, puede solventar la situación, el mecanismo propuesto persigue la contratación de una reserva global, para el conjunto del sistema peninsular, luego no parece suficientemente justificado alterar el paradigma de retribución a precio uniforme que con carácter general rige en los mercados y procesos de operación del sistema eléctrico español y también portugués..

Por otra parte, la adopción de un esquema de “pago según oferta” dificultaría el desarrollo de las labores de supervisión y potencialmente podría debilitar las señales para atraer la instalación de nuevas tecnologías (como las turbinas de gas de ciclo abierto o la acumulación de energía) y otras mejoras progresivamente más competitivas.

Se recomienda por lo tanto modificar la propuesta en el sentido de que los derechos de cobro generados por la prestación del servicio de reserva a subir se liquiden de acuerdo con un precio uniforme (marginal).

4.4 De la atribución del coste del servicio de reserva adicional a subir

Como se ha descrito más arriba, el OS justifica la oportunidad del nuevo servicio de potencia adicional fundamentalmente por la incertidumbre introducida en la ejecución de la programación a causa del creciente aporte de instalaciones de generación que aprovechan fuentes de energía renovable no gestionables. En otras palabras, la reserva adicional ahora propuesta no sería necesaria en un sistema como el de hace años, que constara únicamente de generación gestionable y demanda, cuya evolución sería comparativamente mucho más fácilmente predecible⁴. Esta Comisión comparte esta

⁴ Si bien la demanda ha experimentado recientemente una variabilidad respecto a las previsiones superior a su promedio histórico, cabe interpretar esta circunstancia como una situación coyuntural, atribuible al

argumentación, y considera que debería verse adecuadamente reflejada en la forma en que el coste del servicio sea repercutido a los sujetos del mercado.

Es sabido además que la fiabilidad en la predicción de las instalaciones de producción no gestionables se incrementa considerablemente en las horas inmediatamente previas al tiempo real, por lo que cobra especial importancia promover la participación activa de dichas instalaciones en los sucesivos mercados intradiarios, en un horizonte temporal más acorde con sus características tecnológicas que el del mercado diario, y minimizar así sus desvíos. Ahora bien, para incentivar dicha participación, y con independencia de que el mecanismo de reserva adicional propuesto se celebre en las primeras horas de la tarde del día D-1, es deseable que el cómputo de los desvíos se realice respecto al programa final, no respecto al programa base de funcionamiento (PBF).

Esta Comisión es consciente de que el OS necesitaría establecer el requerimiento de reserva adicional en el horizonte del día D-1, pues así lo exigen los tiempos de arranque de algunos grupos térmicos que de lo contrario quedarían excluidos de la participación en el servicio. Sin embargo, esto no obsta para que el coste del servicio se atribuya atendiendo al desvío registrado entre contador y programa final liquidable, pues de otro modo se desincentivaría la participación en los intradiarios, cuya razón de ser es servir como mercados de ajuste del diario. Esto es además consistente con la forma en que se calculan los desvíos en nuestro sistema para cualquier otra finalidad ajena a la propuesta aquí informada. En última instancia, la mejora esperada en la fiabilidad de los programas de todas las instalaciones redundaría en una mayor confianza del OS en los mismos y una progresiva minimización de la reserva adicional solicitada y del sobrecoste que su gestión supone.

contexto macroeconómico y a los cambios regulatorios que han supuesto que millones de puntos de suministro pasen a ser gestionados por los comercializadores y representantes de último recurso. También debe tenerse presente que en ocasiones pueden achacarse de forma impropia a oscilaciones en la demanda variaciones producidas por generación distribuida de muy pequeño tamaño (típicamente, solar fotovoltaica) cuya trazabilidad desde el punto de vista de la operación del sistema es compleja.

En consecuencia, se propone que el coste del servicio de reserva adicional a subir sea sufragado exclusivamente por las unidades de venta, excepto las importaciones, en proporción a sus desvíos de producción medidos respecto a su programa horario de liquidación.

4.5 De la utilización de ofertas en portfolio o cartera

De acuerdo con el apartado 6.1, “Presentación de ofertas”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta (el subrayado es nuestro):

“Los sujetos del mercado podrán presentar, para el conjunto de unidades (...) [que representan] bloques de oferta simples de reserva de potencia a subir en MW, hasta el valor de la potencia máxima disponible del conjunto de unidades (...).”

“Cada sujeto titular podrá presentar así una oferta portfolio de reserva de potencia adicional a subir compuesta de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente.

Asimismo, el sujeto titular podrá incluir en su oferta portfolio un número mínimo de períodos consecutivos de asignación a respetar en el proceso de asignación.”

Por otra parte, de acuerdo con el apartado 6.3, “Comunicación de los resultados de la asignación” (el subrayado es nuestro):

“Tras la comunicación de los resultados de la asignación de las ofertas, los sujetos del mercado dispondrán de 20 minutos para el envío de la desagregación, por unidad de programación y unidad física de la reserva de potencia a subir asignada en portfolio. La desagregación de la reserva de potencia a subir asignada podrá ser como máximo, para cada unidad de programación, igual a (...), de acuerdo con las condiciones establecidas para la prestación del servicio por las unidades de programación

En función de los tiempos de arranque y de programación de las correspondientes unidades, los sujetos del mercado responsables de cada unidad de programación deberán participar en las diferentes sesiones del mercado intradiario (...).

Las unidades de programación a las que se les asigne la provisión de reserva de potencia adicional a subir, estarán obligadas (...).”

A juicio de esta Comisión, esta parte de la propuesta resulta confusa porque combina características propias de la presentación de ofertas en portfolio, con otras, no siempre totalmente compatibles, propias de la presentación de ofertas por unidad de programación.

Según la redacción presentada, cada sujeto titular realizaría una sola oferta en nombre de la cartera de unidades de generación (o portfolio) que representa; dicha oferta podría constar de un número indeterminado de bloques de oferta simples para cada uno de los períodos de programación, si bien se admitirían ofertas complejas en cuanto a condiciones de rampa (número mínimo de períodos de asignación consecutivos) y de indivisibilidad (esta última limitada a solo uno de los bloques). Una vez realizada la asignación, la gestión y el seguimiento del cumplimiento del servicio serían realizados de acuerdo con la desagregación por unidades de programación.

El establecimiento de condiciones complejas, ya sean de indivisibilidad o de rampa, tiene pleno sentido en un esquema de presentación de ofertas por unidad de programación, pero resulta más difícil de justificar en el caso de ofertas en cartera. El hecho de que la propuesta contemple dichas condiciones (cuya inclusión es positivamente valorada en las alegaciones presentadas por algunos de los miembros del Consejo Consultivo) debe atribuirse a que la cartera podría estructurarse en bloques y a que, una vez producida la asignación, la provisión de la reserva sería ejecutada y supervisada por unidad de programación.

Por otra parte, y aun cuando el requerimiento y provisión del servicio se definiría de forma global, de acuerdo con el punto 5.2.1, “Liquidación del servicio de reserva de potencia adicional a subir” de la propia propuesta, la monitorización del servicio por parte del OS se realizaría de acuerdo con la desagregación por unidades de programación (el subrayado es nuestro):

“En caso de que el mecanismo de monitorización del Operador del Sistema (...) verifique que en un determinado período horario la reserva real provista por una determinada unidad de programación es inferior a la reserva asignada se incurrirá en un incumplimiento del que se informará a la CNE y que conllevará una obligación de pago (...)

Por último, pero no menos importante, la utilización conjunta de ofertas en cartera y condiciones de indivisibilidad encierra el riesgo de que los agentes con capacidad para cubrir por sí solos la totalidad del requerimiento de reserva adicional para todo el sistema en una determinada *convocatoria* compitan únicamente entre sí y expulsen de este nuevo mercado a los que, por su menor tamaño, no pueden hacerlo, aun cuando pudieran realizar ofertas competitivas por una parte del total. De acuerdo con las alegaciones remitidas por el Operador del Mercado en la consulta pública realizada en el seno del Consejo Consultivo, una situación análoga ya fue experimentada —y posteriormente corregida— con motivo de la implantación del primer procedimiento de reserva secundaria empleado en el año 1998. Bajo determinadas circunstancias, la inapropiada utilización simultánea de elementos propios de la presentación de ofertas en cartera, de un lado, y por unidad de programación, de otro, podría favorecer una situación de oligopolio en la que el ejercicio efectivo del poder de mercado sería difícil de supervisar y demostrar.

En definitiva, dado que los márgenes de tiempo manejados en el transcurso del proceso de convocatoria, presentación, asignación y desagregación de ofertas son muy estrechos, la mayor flexibilidad que para los agentes con una más amplia cartera de generación supone la posibilidad de presentar ofertas en portfolio no compensa, a juicio de esta Comisión, los riesgos derivados de una indebida utilización de la condición de indivisibilidad y resulta además inconsistente con la lógica de desenvolvimiento del mercado, cuya piedra angular es la unidad de programación, clave en todo el proceso, e incluso con buena parte de la propuesta en sí, que no es ajena a este hecho.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, esta Comisión recomienda reformular la propuesta y, muy particularmente, el apartado 6, “Presentación de las ofertas y asignación del servicio”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la misma, de modo que el servicio de reserva adicional a subir sea ofertado por unidad de programación. Esto no impediría, no obstante, permitir la sustitución de una unidad por otra en caso de indisponibilidad sobrevenida, eludiendo así la correspondiente obligación de pago.

Si esta recomendación no fuera atendida, se juzga imprescindible que, cuando menos, se establezca explícitamente que en ningún caso el volumen del “bloque indivisible” de una

determinada oferta pueda ser superior al 75% de la totalidad del requerimiento de reserva adicional a subir en ninguno de los períodos de programación.

4.6 Del tratamiento de los precios negativos en la provisión de la reserva adicional a bajar

Esta Comisión comparte la necesidad detectada por el OS de ofrecer en momentos puntuales nuevos incentivos a la provisión de reserva adicional a bajar, y valora positivamente, por su simplicidad, su propuesta de permitir la inclusión de precios negativos en los mercados de gestión de desvíos y reserva terciaria.

Ahora bien, los argumentos expuestos en el punto anterior a favor de un mecanismo de mercado marginalista en el caso general de precios positivos no son extensibles de forma general a un entorno que admite precios negativos. Aun admitiendo que puede haber situaciones en que la solución más eficiente a un problema de exceso de oferta pase porque el sistema pague a determinadas unidades de venta por no producir (o bien pague a determinadas unidades de bombeo por consumir más, pues se entiende que la propuesta no restringe esta posibilidad), resulta difícil justificar que esta retribución se extienda a unidades que habrían estado dispuestas a proporcionar dicho servicio a precio igual o mayor que cero.

Se recomienda por lo tanto, antes de proceder a la admisión de precios negativos tal y como consta en la propuesta, valorar la posibilidad de plantear, en caso necesario, dos tramos yuxtapuestos pero independientes en el desarrollo de los procesos de gestión de desvíos y reserva terciaria a bajar: un primer tramo, como es ahora (con límite cero), daría por resultado un primer precio marginal λ_1 , aplicable a los ofertantes dentro de dicho tramo; si no se satisficieran los requerimientos del OS, se admitirían también precios negativos, tal y como ahora se propone, obteniendo un nuevo marginal λ_2 , aplicable sólo a los ofertantes en este segundo tramo.

Esta Comisión es consciente de que la puesta en práctica de esta recomendación ralentizaría la ejecución de procesos que cuentan ya con horquillas de tiempo muy

exigentes para su desenvolvimiento, por lo que debe analizarse en profundidad su factibilidad.

4.7 De la concreción de la capacidad técnica y operativa requerida

En el apartado 4, “Proveedores del servicio”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta, se menciona la necesaria acreditación de la “capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio en cuanto a tiempos de arranque y programación”, pero a continuación en el punto 4.1, “Habilitación de unidades para la prestación del servicio”, no se detalla este requisito, que por su relevancia debería ser explícitamente cuantificado en el propio texto del procedimiento.

4.8 De la problemática relativa a la nominación de los derechos de capacidad

De acuerdo con la secuencia actual de intercambio de información entre Operadores, y publicación de información en general, el Operador del Sistema (OS) publica a las 14:00 el Programa Diario Viable Provisional (PDVP), que incorpora a las energías del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que corresponde a la casación en mercado diario más bilaterales), las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas. Dicho programa contiene asimismo las transacciones de importación y exportación a través de la interconexión con Francia, entre otras fronteras.

Para poder efectuar transacciones a través de la interconexión con Francia es necesario adquirir previamente un derecho de capacidad en una subasta de horizonte anual, mensual, diario o intradiario (se trata de subastas explícitas: capacidad y energía se contratan por separado). Posteriormente, se negocia en mercado la energía que se desea intercambiar o bien se procede a ejecutar un contrato bilateral. En cualquier caso, una vez obtenido el programa de energía, y de acuerdo con las reglas que rigen el uso de la interconexión, el agente debe proceder a nominar el uso de los derechos de capacidad previamente adquiridos. Aunque el agente disponga de capacidad y energía, si no nominara el uso de la capacidad, por aplicación del principio usado o vendido, perdería el

derecho a su uso, siendo automáticamente revendida por los Operadores del Sistema en las subastas posteriores.

Cuando el OS publica el PDVP a las 14:00 horas, incluye para los programas a través de la interconexión con Francia un calificativo sobre si disponen o no de derechos de capacidad asignados, para la consideración del Operador del Mercado (OM) en los posteriores mercados intradiarios (cuya primera sesión se abre a las 16:00). Sin embargo, la nominación del uso de dicha capacidad no se conoce hasta las 15:40. En ese momento, el OS comunica al OM el resultado de la nominación pero no republica el PDVP, de acuerdo con comentarios aportados por el OS, por una cuestión de falta de tiempo y porque el programa de las unidades no se ve alterado por efecto de la nominación. El OM por su parte, no incorpora en su sistema la información sobre el resultado de nominaciones que recibe del OS.

En varias ocasiones, se han producido olvidos en la nominación del uso de la capacidad por parte de los agentes, por lo que ésta le fue retirada por los Operadores del Sistema y se revendió posteriormente a otro agente. En la primera sesión del mercado intradiario, el primer agente no intentó deshacer su programa inicial mientras que el segundo sí intentó realizar una transacción utilizando la capacidad que acababa de adquirir. Esta segunda transacción fue rechazada por el OM puesto que tenía la capacidad bloqueada por el primer agente. El resultado fue un perjuicio para ambos agentes, especialmente el segundo, y una capacidad infrautilizada en la interconexión.

En su escrito de comentarios a la propuesta de procedimiento de operación para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema, el OM propone dar una solución a esta cuestión, aprovechando que el nuevo procedimiento va a requerir la modificación del P.O.3.1 en el sentido de establecer un cambio en la publicación del PDVP para incorporar el resultado de la asignación de reserva. La solución planteada por el OM consiste en que el OS publique antes de las 16:00 horas un PDVD en el que se modifique la calificación de las energías sin derechos de capacidad.

Sin embargo, el nuevo procedimiento de reserva no requiere necesariamente la modificación del PDVP publicado a las 14:00, ya que no implica una alteración de las energías despachadas, al igual que sucede con la banda de secundaria, que tampoco se incorpora en los programas, sino que se comunica directamente a los agentes.

Dado que la problemática expuesta puede causar un perjuicio innecesario e injusto a un agente que opere adecuadamente en mercado, esta Comisión considera necesario darle una solución. Por ello, se propone instar a los Operadores del Mercado y del Sistema a que elaboren en el plazo de dos meses una propuesta conjunta de tratamiento del resultado de las nominaciones, tal que permita su consideración en mercado.

5 MEJORAS DE REDACCIÓN

Para evitar interpretaciones erróneas, y a la vista de las alegaciones presentadas al Consejo Consultivo, deberían explicitarse en la propuesta los siguientes aspectos:

- El mantenimiento del actual mecanismo de limitaciones de programa del P.O. 3.2 para garantizar las reservas iniciales del sistema.
- El concepto de reserva comprometida, en concreto, si ésta incluye el mínimo técnico de la instalación.

En el apartado 4, “Proveedores del servicio”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta, al detallarse las condiciones exigibles a los proveedores del servicio en cuanto a su participación en el PDVP, sería preferible reemplazar la redacción:

“... o bien tengan un programa de energía en los tres primeros periodos horarios ...”

por

“... o bien tengan un programa de energía **enexclusivamente en alguno o algunos de** los tres primeros periodos horarios...”.

En el apartado 5.2, “Control y supervisión de la prestación del servicio”, del borrador de procedimiento de operación anexo a la propuesta, debería indicarse, como se hace en el apartado precedente 5.1, “Descripción del mecanismo para la provisión al sistema de reserva de potencia adicional a subir”, que “en función del tiempo de arranque y de

programación de las correspondientes unidades”, la provisión del servicio no tendría por qué realizarse necesariamente a través del mercado intradiario:

“Verificación, en su caso, en las diferentes sesiones del mercado intradiario, de la modificación del programa de venta de energía de los grupos generadores a los que se les haya asignado la provisión del servicio, de cara a que garanticen la provisión de la reserva contratada.”

En la propuesta se utilizan los términos “sujeto de mercado” y “sujeto titular” (o, simplemente, “titular”) de forma aparentemente indistinta; sería preferible homogeneizar esta denominación.

6 CONCLUSIONES

En virtud de los antecedentes descritos y sobre la base de las consideraciones presentadas, cabe concluir:

ÚNICA.- Esta Comisión informa **favorablemente** la propuesta de contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema eléctrico peninsular español, siempre que se tengan en cuenta las Consideraciones expuestas en el presente Informe, a saber:

- Se considera preferible que, cuando menos en una primera fase de implantación, el nuevo servicio de reserva adicional a subir sea de carácter potestativo pero oferta obligatoria, como ocurre con la regulación terciaria.
- Se recomienda que los derechos de cobro generados por la prestación del servicio de reserva a subir se liquiden de acuerdo con un precio uniforme, es decir, de acuerdo con un esquema marginal, no de “pago según oferta”.
- Se recomienda imputar el coste del nuevo servicio de reserva adicional a subir a los agentes que originen la necesidad de su puesta en marcha, es decir, a las unidades de venta, excepto las importaciones, en proporción a sus desvíos de producción medidos respecto al programa horario de liquidación, con el fin de proporcionar una señal económica efectiva para mejorar la fiabilidad de los programas de producción y la participación en los mercados intradiarios. De esta forma, se espera que el OS pueda minimizar el requerimiento de reserva adicional, mejorando la eficiencia global del sistema.
- Se recomienda que el servicio de reserva adicional a subir sea ofertado por unidad de programación, no en portfolio o cartera. Esto no impediría, no obstante, permitir la sustitución de una unidad por otra en caso de indisponibilidad sobrevenida, eludiendo así la correspondiente obligación de pago.

Si la recomendación precedente no fuera atendida, se juzga imprescindible que, cuando menos, se establezca explícitamente que en ningún caso el volumen del “bloque indivisible” de una determinada oferta pueda ser superior al 75% de la totalidad del requerimiento de reserva adicional a subir en ninguno de los períodos de programación.

- Se recomienda plantear, en caso necesario, dos tramos, yuxtapuestos pero independientes, en el desarrollo de los proceso de gestión de desvíos y reserva terciaria a bajar: en un primer tramo los precios ofertados estarían limitados a cero; sólo si no se satisficieran los requerimientos del OS, habría lugar a un segundo tramo en el que se admitirían también precios negativos.
- Se recomienda que se cuantifiquen los requerimientos de capacidad técnica y operativa exigibles para la prestación del servicio de reserva adicional a subir en cuanto a tiempos de arranque y programación.
- Se recomienda instar a los Operadores del Mercado y del Sistema a que elaboren en el plazo de dos meses una propuesta conjunta de tratamiento del resultado de las nominaciones de los derechos de capacidad en la interconexión con Francia, tal que permita su consideración en mercado.