



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 26/2012 DE LA CNE SOBRE
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL
PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN
P.O.14.4 “DERECHOS DE COBRO Y
OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS
SERVICIOS DE AJUSTE DEL
SISTEMA” PARA SU ADAPTACIÓN
AL P.O.3.9 “CONTRATACIÓN Y
GESTIÓN DE RESERVA ADICIONAL A
SUBIR”**

22 de noviembre de 2012

INFORME 27/2012 DE LA CNE SOBRE PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O.14.4 “DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA” PARA SU ADAPTACIÓN AL P.O.3.9 “CONTRATACIÓN Y GESTIÓN DE RESERVA ADICIONAL A SUBIR”

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 la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 22 de noviembre de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Mediante oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se remite a la Comisión Nacional de Energía una propuesta de Red Eléctrica de España (en adelante REE) de modificación del Procedimiento de Operación P.O.14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema” (en adelante, PO14.4), para su adaptación al P.O.3.9 “Contratación y gestión de reserva adicional a subir”, aprobado mediante Resolución de 24 de febrero de 2012 de la Secretaría de Estado de Energía y que entró en vigor el pasado 11 de mayo conforme a lo dispuesto en el apartado segundo de dicha resolución.

A continuación se recogen las consideraciones que formula esta Comisión en el presente informe:

- Se considera que, tal como solicitan los agentes, se debería incorporar las particularidades de las centrales multiteje en los procedimientos de operación, y especialmente, en relación con liquidaciones. No obstante, teniendo en cuenta que la complejidad de la formulación de los ciclos multiteje podría retrasar la publicación del procedimiento, esta Comisión considera que debe aprobarse la propuesta actual, con las modificaciones que se proponen en este informe. Adicionalmente, se considera

conveniente que el operador del sistema aborde los trabajos necesarios para incluir la formulación de los ciclos multieje en una futura revisión del procedimiento.

- Por transparencia y evitar posibles interpretaciones, se considera que debe indicarse de forma clara en el apartado 5.5 de la propuesta, sobre determinación del cumplimiento en la prestación del servicio, que se considerará como reserva asignada la que corresponda en el cierre de la programación, y no la inicialmente comprometida.
- Se considera oportuno modificar la fórmula de cálculo del incumplimiento por reserva no ofertada con el objeto de evitar que el incumplimiento por reserva no ofertada pueda ser superior a la reserva asignada.
- Se considera necesario introducir en el procedimiento un comentario genérico sobre el efecto de los posibles eventos en tiempo real que puedan reducir la capacidad de una unidad para prestar el servicio, de modo que no se considere incumplimiento, siempre que dichos eventos sean ajenos a la actuación del titular/representante de la unidad. Es el caso por ejemplo de las limitaciones por seguridad en tiempo real, llevadas a cabo por el operador del sistema.
- En relación con la repercusión del coste de la reserva adicional, la propuesta efectuada por el operador del sistema supone aproximadamente una asignación del 98% a la demanda y el 2% a los desvíos de generación, lo que no responde al reparto real de la responsabilidad de cada tipo de agente en el coste de este mecanismo. Por ello, se propone la siguiente alternativa a la repercusión del coste del servicio de reserva adicional a subir propuesto por el operador del sistema:
 - Una porción fija del coste de la reserva distribuido entre la demanda (consumo medido elevado a barras de central de unidades de adquisición de comercializadores y consumidores directos). Por ejemplo, el 65%, que representa la contribución del desvío de la demanda y el cierre, a las energías de balance a subir.
 - El resto (35%) del coste a repartir proporcionalmente entre los desvíos a bajar y las compras en intradiario, tanto de las unidades de adquisición de comercializadores y

consumidores directos como de los sujetos de liquidación que realizan la actividad de generación, en régimen ordinario y especial.

Cuando se disponga de una serie extensa de datos del nuevo mercado se podría revisar el reparto anterior en el sentido de reducir o incluso eliminar la porción del coste repercutida a la demanda.

El mecanismo propuesto por esta Comisión para el reparto del coste no habría sido conocido por los agentes hasta la publicación del procedimiento, por lo que no debería tener carácter retroactivo, siendo por tanto efectivo desde la entrada en vigor de la modificación del P.O.14.4. Para ello, el procedimiento debería recoger los dos métodos: el propuesto por el operador del sistema, de carácter transitorio, con objeto de dar cobertura regulatoria a las liquidaciones efectuadas entre la entrada en vigor del P.O.3.9 y el P.O.14.4, y el propuesto por la CNE, de aplicación desde la entrada en vigor del P.O.14.4.

- En relación con la solicitud de un agente del mercado para que sea eliminada la penalización asociada a los descuadres de las unidades genéricas que recoge el apartado 14.1 del Procedimiento de Operación 14.4, se considera que si bien la existencia de posibles errores en la operativa diaria podría traducirse en una penalización para los agentes, la eliminación de esta penalización también podría causar perjuicios al sistema, por lo no se aconseja su eliminación.

2. ANTECEDENTES

Con fecha 2 de julio de 2012, tuvo entrada en el registro de la CNE oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, mediante el que se solicita informe preceptivo de la CNE a la Propuesta de REE de modificación del Procedimiento de Operación P.O.14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”.

Con fecha 4 de julio de 2012, la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días.

3. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL P.O.14.4

La modificación de este procedimiento de operación obedece a la necesidad de introducir los cambios necesarios para llevar a cabo la liquidación del servicio de reserva de potencia adicional a subir establecido en el P.O.3.9, de conformidad con lo previsto en la disposición transitoria única de la Resolución de 24 de febrero de 2012, antes citada, y en los apartados 8.1 y 8.2 del P.O.3.9.

El vigente P.O.14.4 tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago, a efectos del proceso de liquidación, que se derivan de los servicios de ajuste del sistema: resolución de restricciones por garantía de suministro; resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real; resolución de desvíos generación-consumo; servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria; y los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

Los cambios que la propuesta objeto de informe propone introducir en el P.O.14.4 son los siguientes:

1. Se añaden dos nuevos apartados 5.4 y 5.5 que establecen, respectivamente, el derecho de cobro por la reserva asignada al precio marginal de las ofertas de reserva y las fórmulas para determinar el incumplimiento de la reserva asignada y la correspondiente obligación de pago valorando la reserva incumplida al precio marginal multiplicado por 1,2 (de acuerdo con el apartado 8.1 del P.O.3.9). El incumplimiento se calcula sobre la producción medida y sobre la energía ofertada en el procedimiento de gestión de desvíos a subir.

2. Se añade un nuevo apartado 5.6 que establece la distribución del coste de la reserva adicional a subir calculada mediante el reparto proporcional del coste de cada hora entre el consumo horario medido de la demanda en barras de central y el desvío horario a bajar contrario al sistema de los sujetos de liquidación que ejercen la actividad de producción.
3. Se modifica el apartado 1 para incluir una referencia al P.O.3.9.
4. Se modifica el apartado 13.5.4 para incluir la anulación del coste de la reserva a los desvíos de las instalaciones de régimen especial exentas del coste de desvíos según el artículo 34.2 del Real Decreto 661/2007.
5. Se añade un apartado 16 para explicitar los criterios de liquidación entre la fecha de entrada en vigor del P.O.3.9 (11 de mayo de 2012) y la fecha de entrada en vigor de la propuesta de modificación del P.O.14.4. Esto es, la aplicación del mismo mecanismo de cálculo propuesto.

4. CONSEJO CONSULTIVO

En el periodo de observaciones del Consejo Consultivo de Electricidad, se han recibido escritos de la Generalitat de Catalunya, la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN), la Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía (AEGE), Iberdrola, Endesa, Hidroeléctrica del Cantábrico (EDP), E.On Generación, Enérgya-VM, Acciona Energía y Red Eléctrica de España (REE). Se resumen a continuación los principales comentarios recibidos.

Algunos agentes consideran necesario que el P.O.14.4 incorpore en detalle la casuística de los ciclos combinados multieje en relación con diversos aspectos relacionados tanto con la liquidación del servicio de potencia adicional a subir como con otros servicios cuya liquidación establece el mismo procedimiento: determinación del programa mínimo de

energía de la unidad para aportar reserva, oferta compleja de restricciones técnicas, determinación de arranques adicionales, etc.

Por lo demás, los comentarios de los miembros del Consejo Consultivo han versado en líneas generales sobre el cálculo del incumplimiento por reserva no ofertada o aportada y el método de repercusión del coste del servicio. Respecto al cálculo del incumplimiento cabe destacar los siguientes comentarios:

- Un agente considera excesiva la penalización por falta de oferta de la reserva comprometida en Gestión de Desvíos, ya que el incumplimiento de potencia ofertada se calcula sumando las distintas sesiones en que se convoque este mercado, por lo que dicho incumplimiento podría resultar superior a la reserva asignada.
- El mismo agente considera necesario que se contemple en el texto del procedimiento la posibilidad de que un grupo no pueda ofertar toda la potencia comprometida en reserva si es limitado posteriormente por seguridad en tiempo real, por lo que esta limitación debería tenerse en cuenta a la hora de calcular el posible incumplimiento de oferta de reserva.
- Un agente sugiere aclarar que en caso de transmisión del compromiso de provisión de reserva, el derecho de cobro por este servicio se aplicará a la unidad que en cada momento presenta dicho compromiso. Otro agente indica sobre este mismo derecho de cobro que también ha de tenerse en cuenta la posibilidad de que el operador del sistema reduzca posteriormente las asignaciones previas de reserva adicional, por tanto, aunque la asignación inicial sea firme, el derecho de cobro y el posible incumplimiento deberían calcularse utilizando la reserva de potencia finalmente asignada.

Respecto al reparto del coste de la asignación de reserva de potencia adicional:

- En general, los agentes presentan opiniones diversas sobre cómo debería ser repercutido el coste de la reserva de potencia adicional. Se proponen soluciones diversas, desde que el coste debería ser sufragado sólo por la demanda hasta que se cargue exclusivamente sobre la generación; en proporción a la demanda total o

sobre la base de los desvíos medidos; considerando todos los desvíos o sólo los contrarios al sistema; etc.

- En particular, un agente propone modificar la redacción de la definición de los desvíos de los sujetos de liquidación que no pertenecen a zona de regulación, en el sentido de aclarar que el desvío considerado será el neto (positivos más negativos) de la empresa sujeto de liquidación y no el de cada unidad de venta por separado; ya que en caso contrario considera que sería especialmente dañino para la cogeneración y supondría un cambio en el modo de liquidar los desvíos de estas unidades hasta la fecha.

En un comentario adicional, no relacionado con las modificaciones que la propuesta introduce en el P.O.14.4, se solicita la eliminación de la penalización asociada a las unidades genéricas que recoge el apartado 14.1 del Procedimiento de Operación 14.4. La motivación del agente para realizar esta solicitud es la entrada en vigor de lo dispuesto en la regla 28.8 de las Reglas del Funcionamiento del Mercado aprobadas mediante Resolución de 23 de julio de 2012. Dicha regla introduce una nueva operativa para ofertar con bilaterales, que precisa de la utilización de unidades de oferta genéricas. Para ello, según alega el agente, es necesario realizar hasta 4 operaciones distintas en mercado para declarar un único bilateral en un periodo de tiempo limitado. Si alguna de estas operaciones falla (error humano, avería de sistemas o comunicaciones, etc.) y el programa se descuadra (ya ha ocurrido en el pasado), la penalización impuesta por el vigente P.O.14.4 sería, en su caso, de varios millones de euros. El agente alega que esta penalización no es necesaria en la actualidad porque se introdujo en el pasado para evitar un uso incorrecto de la venta de energía en las emisiones primarias de energía, hoy desaparecidas.

5. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva

2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 3.9 “Contratación y gestión de reserva adicional a subir”.
- Diversos Procedimientos de Operación que interactúan con el P.O.14.4.; P.O.14.1 “Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema”, P.O.3.10 “Resolución de restricciones por garantía de suministro”, P.O.3.2 “Resolución de restricciones técnicas”, P.O.3.3 “Gestión de desvíos generación-consumo”, P.O.7.2 “Regulación secundaria”, P.O.7.3 “Regulación terciaria”, y procedimientos de medidas eléctricas.

6. CONSIDERACIONES

A continuación se formulan una serie de consideraciones de la CNE sobre el contenido de la propuesta de modificación del procedimiento de operación 14.4. En estas consideraciones se han tenido en cuenta las observaciones vertidas por los agentes en el trámite de alegaciones del Consejo Consultivo.

6.1. Sobre la casuística de los ciclos multiteje

Los ciclos multiteje son un tipo particular de centrales de generación en ciclo combinado que presentan en general dos turbinas de gas y una de vapor asociada a una o ambas de las anteriores. Estas centrales tienen dos modos de funcionamiento según se encuentren arrancadas una o ambas turbinas de gas; en cada uno de estos modos presentan un valor de potencia mínima y máxima de funcionamiento, por lo que el valor de la reserva que puedan proporcionar al sistema dependerá del modo de funcionamiento. Además, el arranque de la segunda turbina de gas introduce un coste de arranque adicional que no se produce si la potencia programada no exige dicho arranque.

Como ya se ha indicado anteriormente, algunos miembros del Consejo Consultivo consideran necesario que el P.O.14.4 incorpore en detalle la casuística de los ciclos combinados multieje en relación con diversos aspectos relacionados tanto con la liquidación del servicio de potencia adicional a subir como con otros servicios cuya liquidación establece el mismo procedimiento: determinación del programa mínimo de energía de la unidad para aportar reserva, oferta compleja de restricciones técnicas, determinación de arranques adicionales, etc.

Este mismo comentario ya lo formularon los agentes al operador del sistema en la fase previa de elaboración de esta propuesta. A este respecto, el operador del sistema reconoce esta necesidad pero alega que la formulación de los ciclos multieje es compleja y extensa, por lo que propone incluirla en un anexo al P.O.14.4 en una futura revisión de dicho procedimiento. Ahora los agentes insisten en que, de no incluirse en la presente revisión del procedimiento para no retrasar su publicación, al menos se publique una nota técnica con estos criterios.

Tanto la formulación de las ofertas de energía como la liquidación de las energías programadas y producidas debe, en opinión de esta Comisión, reflejar con la mayor proximidad posible los costes de producción de las distintas instalaciones de generación, así como el coste de prestación de cada uno de los distintos servicios aportados. Bajo esta filosofía se han desarrollado mecanismos como la oferta específica de restricciones o el propio procedimiento de contratación de reserva adicional a subir. Asumiendo que las particularidades de las centrales multieje no estén suficientemente recogidas en los procedimientos de operación, y especialmente, en relación con liquidaciones, esta Comisión coincide con los agentes del sistema en considerar necesario que se incorpore esta casuística en dichos procedimientos.

No obstante lo anterior, la propuesta de procedimiento de operación 14.4 objeto de este informe establece la forma de liquidación de un servicio del sistema que está siendo prestado por los generadores desde el pasado 10 de mayo de 2012 sin que estos agentes puedan saber el detalle de cómo se llevará a cabo su liquidación definitiva. Es por tanto urgente la adaptación del P.O.14.4 al P.O.3.9 y, teniendo en cuenta que la complejidad de

la formulación de los ciclos multieje podría retrasar la publicación del procedimiento, esta Comisión considera que debe aprobarse la propuesta actual, con las modificaciones que se proponen, y adicionalmente, que sería conveniente que el operador del sistema abordase los trabajos necesarios para incluir la formulación de los ciclos multieje en una futura revisión del procedimiento.

6.2. Sobre el derecho de cobro por reserva de potencia adicional y el control del incumplimiento en caso de modificación posterior del compromiso

El apartado 5.4 del P.O.3.9 “contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir” establece que las ofertas de potencia adicional a subir que resulten asignadas por el operador del sistema serán consideradas firmes, inmediatamente después de ser comunicada la asignación a los sujetos titulares, o a sus representantes, adquiriendo dicho sujeto la obligación de proveer esta reserva asignada. De acuerdo con lo anterior, el nuevo apartado 5.4 propuesto para el P.O.14.4 establece un derecho de cobro para cada unidad, calculado como producto entre el volumen de reserva asignada a la unidad y el precio marginal de la reserva de potencia adicional a subir. No se prevé en el texto propuesto que este derecho de cobro pueda ser reducido o anulado con posterioridad.

Sin embargo, el apartado 6 del P.O.3.9 introduce la posibilidad de que los sujetos del mercado titulares de unidades a las que se les haya asignado la provisión de reserva de potencia adicional a subir, soliciten al operador del sistema, en situaciones debidamente justificadas, hacer frente con otro u otros de sus grupos al compromiso de reserva de potencia adquirido. Por otra parte, el apartado 7 del mismo P.O.3.9 contempla la posibilidad de que el operador del sistema pueda reducir con posterioridad las asignaciones de reserva de potencia adicional a subir, respecto al volumen ya contratado, en caso de identificar una reducción del requerimiento de reserva en el sistema. Se especifica en este último punto que las nuevas asignaciones reducidas reemplazarán a las anteriores a efectos del control de la prestación del servicio.

La propuesta del operador del sistema para la liquidación del servicio consiste en mantener el derecho de cobro por la cantidad y en la unidad correspondiente al

compromiso inicialmente adquirido, aún cuando el compromiso pueda ser posteriormente reducido o trasladado a otra unidad. A este respecto, esta Comisión considera que, por transparencia y para permitir la supervisión del servicio, al menos en caso de traslación del compromiso, el derecho de cobro debería asociarse a la unidad finalmente comprometida, sin embargo, este cambio del derecho de cobro podría no ser acorde con lo establecido en el P.O.3.9, que otorga firmeza a la asignación inicial. Por otra parte, mantener el derecho de cobro en caso de reducción del requisito puede tener sentido si el compromiso se reduce cuando ya se ha obligado a la unidad a despacharse para proporcionar reserva. En consecuencia, esta Comisión no se opone a la propuesta.

Ahora bien, en coherencia con lo anterior, el seguimiento del cumplimiento del servicio detallado en el apartado 5.5 “reserva de potencia a subir inferior a la asignada” de la propuesta, sí debe llevarse a cabo sobre la unidad que finalmente presenta el compromiso y por la cantidad de reserva asignada en el cierre de la programación. Este aspecto no está claro en la propuesta, y así se desprende de las distintas interpretaciones que subyacen en los comentarios del Consejo Consultivo, ya que la propuesta hace referencia en ambos apartados 5.4 y 5.5, antes referidos, al mismo valor de reserva para calcular el derecho de cobro por aportar el servicio y para controlar la prestación: $RPA_u =$ *Reserva de potencia adicional a subir asignada a la unidad u.*

Esta Comisión considera que debe indicarse de forma clara en el apartado 5.5 de la propuesta que el cumplimiento de la reserva asignada se realizará sobre el volumen de reserva asignada en el cierre de la programación.

6.3. Sobre el incumplimiento por reserva no ofertada

El comentario recibido de un agente considera excesiva la penalización por falta de oferta de la reserva comprometida en Gestión de Desvíos, ya que el incumplimiento de potencia ofertada se calcula en la propuesta sumando las distintas sesiones en que se convoque este mercado, de modo que dicho incumplimiento podría resultar superior a la reserva asignada. A este respecto, en línea con un comentario aportado por el operador del sistema, se propone sustituir la fórmula de cálculo del incumplimiento por reserva no

ofertada (apartado 5.5.3 del procedimiento propuesto), con la salvedad indicada en el expositivo 6.2 de este mismo informe sobre el valor del parámetro RPAu:

$$\text{INCRPAOFEu} = \sum_s \max [0, \text{OFREFGDV}_{u,s} - \text{ENEOFGDV}_{u,s}]$$

por la siguiente, con el objeto de evitar que el incumplimiento por reserva no ofertada pueda ser superior a la reserva asignada:

$$\text{INCRPAOFEu} = \min (\text{RPAu}, \sum_s \max [0, \text{OFREFGDV}_{u,s} - \text{ENEOFGDV}_{u,s}])$$

Por otra parte, el mismo sujeto considera necesario que se contemple en el texto del procedimiento la posibilidad de que un grupo no pueda ofertar toda la potencia comprometida en reserva si es limitado posteriormente por el operador del sistema por seguridad en tiempo real. Si bien esta Comisión considera que en el caso planteado, sí deberían tenerse en cuenta estas limitaciones, tal como solicita el sujeto, la casuística de acontecimientos en tiempo real podría ser más variada, y por tanto sería más conveniente hacer una referencia genérica en el P.O.14.4. Por ejemplo, en la definición del parámetro *OFREFGDV_{u,s}* = *Oferta de energía de gestión de desvíos a subir en la sesión s que debe realizar la unidad de programación u como requisito de cumplimiento*, del apartado 5.5.3 propuesto, podría añadirse lo siguiente: *Se tendrán en cuenta en su cálculo los eventos que siendo ajenos a la actuación del titular de la unidad puedan en tiempo real reducir dicha oferta, tales como limitaciones de programa por seguridad establecidas por el operador del sistema.*

6.4. Sobre la repercusión del coste de la reserva de potencia adicional a subir

En relación con la repercusión del coste de la reserva de potencia adicional a subir, el P.O.3.9 “contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir” establece que los costes derivados de este servicio “*se imputarán a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y sobre las unidades de venta en proporción a sus desvíos respecto a programa*”, y añade “*de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*”. Esta asignación del coste reproduce literalmente la que establece para los servicios complementarios (entre los que se encuentra la reserva de potencia a subir) el

punto 4 del Artículo 14 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre (redacción según Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre).

La propuesta del operador del sistema incluida en el P.O.14.4 objeto de este informe consiste en imputar el coste de la reserva de potencia adicional a subir "*a las unidades de comercializadores y consumidores directos por la energía consumida dentro del sistema eléctrico peninsular español*" y "*a las unidades de venta en proporción a sus desvíos a bajar cuando el saldo neto horario de las energías asignadas por el procedimiento de gestión de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, es a subir*". Es decir, el coste se imputa a toda la demanda (excluyendo exportaciones, consumo de bombeo, consumos auxiliares, consumos extrapeninsulares) y a los desvíos de la generación que hayan resultado a bajar en contra del sistema. Este reparto es el establecido en el P.O.3.9 pero limitando los desvíos de la generación afectados a aquellos que van en contra del sistema y la demanda a la zona peninsular.

El operador del sistema indica en la memoria justificativa que su propuesta de distribución del coste de la reserva indicada en el párrafo anterior supondría una cuota para el desvío de los productores de sólo el 2% de dicho coste, mientras que el 98% restante sería repercutido a la demanda. Este reparto es orientativo, el valor real dependerá del volumen de desvíos entre otras cosas, pero será ciertamente aproximado. Estas cuotas de reparto del coste no se corresponden con el peso de los desvíos a bajar de demanda y producción en horas de necesidad de energía de balance a subir que, según indica el operador del sistema, fueron en 2010 del 65% demanda, 30% producción y 5% otros.

Adicionalmente, el operador del sistema plantea, en su informe justificativo que acompaña a la propuesta, la posibilidad de revisar en el futuro este método de imputación del coste de la reserva a subir, con la intención de aproximarse al modelo del sistema británico, en el cual se imputa el coste de la reserva exclusivamente a los desvíos a bajar en contra del sistema. En este caso el desvío a bajar contrario al sistema tendría una obligación de pago igual al desvío por el precio marginal de la reserva adicional a subir, mientras que la demanda soportaría el coste restante en proporción a su consumo medido. De este modo se incrementaría considerablemente el incentivo de los productores al ser muy superior la

cuota del coste que soportarían. El operador del sistema no plantea directamente esta alternativa porque, según justifica en su escrito, no es posible estimar la cuota que resultaría y su impacto económico hasta que no disponga de una serie extensa de datos del nuevo mercado.

Por su parte, los miembros del Consejo Consultivo presentan opiniones diversas sobre cómo debería ser repercutido el coste de la reserva de potencia adicional, más o menos alejadas de la propuesta del operador del sistema. Los agentes plantean soluciones incluso contrapuestas: desde que el coste debería ser sufragado sólo por la demanda hasta que se cargue exclusivamente sobre la generación, en proporción a la demanda total o sobre la base de los desvíos medidos, considerando todos los desvíos o sólo los contrarios al sistema, etc.

La CNE ya se pronunció respecto a este asunto en el Informe 7/2010 sobre la propuesta de contratación y gestión de reserva de potencia adicional (P.O.3.9), aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de 20 de mayo de 2010, donde se propuso que el coste del servicio de reserva adicional a subir fuera 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. La repercusión de todo el coste al desvío de la generación venía motivada por la necesidad que justificaba la propuesta del mecanismo, esto es, el crecimiento de la generación no gestionable presente en el sistema eléctrico español. También proponía la CNE en este informe que el cómputo de los desvíos sobre los que se repercute el coste se realizara respecto al programa final y no respecto al programa base de funcionamiento (como proponía el operador del sistema) con el objeto de no desincentivar la participación activa de las instalaciones no gestionables en los sucesivos mercados intradiarios.

En los dos años transcurridos desde la aprobación del informe citado en el párrafo anterior, se han producido cambios importantes en el funcionamiento del mercado eléctrico español, tales que aconsejan replantearse el criterio anterior de esta Comisión. En concreto, la puesta en marcha del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro en febrero de 2011, entre otros factores, ha modificado el comportamiento de

los agentes del mercado: incremento de arbitrajes de energía entre mercado diario e intradiario (tanto de generación como demanda), traslado de demanda y de generación a los mercados intradiarios, etc. Estos comportamientos contribuyen a incrementar las necesidades de reserva del sistema. Así, en su Informe sobre el sector energético español, de 7 de marzo de 2012, la CNE ya sugirió que podría ser más adecuado repercutir el coste de la reserva sobre las diferencias existentes entre el Programa Base de Funcionamiento (PDBF = Mercado Diario + Contratación Bilateral) y la medida real.

Causas de la necesidad de reserva en el sistema:

- Desvío en tiempo real respecto a programa de la demanda y la generación, especialmente de la generación no gestionable (principalmente eólica) porque no aporta reserva.
- Presencia en el PVP de energías inviables y/o no creíbles:
 - o Grupos térmicos despachados por debajo de su mínimo técnico.
 - o Grupos hidráulicos que sistemáticamente deshacen su programa en el intradiario, con objeto de permitir el incremento de programa de las centrales térmicas cuyos programas se han visto reducidos en el recuadro de las restricciones por garantía de suministro (RGS).
 - o Importaciones de energía y grupos eólicos que deshacen sistemáticamente sus programas o parte de ellos en el mercado intradiario, motivados por la diferencia de precio entre el mercado diario y el intradiario.
- Demanda en el PVP sensiblemente inferior a la prevista por el operador del sistema:
 - o Comercializadores libres que desplazan parte de sus compras al intradiario, bien porque el precio de este mercado es inferior al del diario, bien porque así facilitan la venta de energía en intradiario de las centrales térmicas reducidas en el recuadro de las RGS o despachadas a mínimo técnico por restricciones técnicas, pertenecientes a su mismo grupo empresarial.

Además de provocar una mayor necesidad de reserva, la generación con programa inviable o no creíble en el PVP y la demanda desplazada al intradiario causan un segundo efecto, al impedir el despacho de otras unidades de generación que sí podría aportar

reserva al sistema en el PVP. Si bien es cierto que tras la negociación en el mercado intradiario, la modificación de estos programas podría propiciar por sí misma el incremento de la reserva disponible en el sistema, este efecto no puede ser conocido con anterioridad al mercado intradiario, cuando se determina la necesidad de reserva adicional a subir.

Según lo anterior, sobre la base del principio de repercutir el coste del servicio sobre los agentes o unidades que provocan la necesidad de reserva, esta Comisión considera que el coste de la reserva adicional a subir debería ser repercutido sobre los desvíos a bajar (menor generación o mayor consumo) entre la medida y el programa final (P48), pero también sobre las reducciones de energía existentes entre el programa viable provisional y el programa horario final, utilizando como estimador de estas diferencias las compras en el mercado intradiario (menor generación o mayor consumo).

No obstante, y sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión comparte la opinión del operador del sistema sobre la posibilidad de que la exclusión de la demanda en el reparto del coste del servicio podría tener en un momento dado (mucha reserva o muy cara y poco desvío) una repercusión económica muy elevada sobre unos pocos sujetos, por lo que se propone la inclusión de la demanda en el reparto, al menos con un carácter transitorio en tanto se obtenga una mayor experiencia en la aplicación del P.O. 3.9.

En conclusión, la CNE propone el siguiente mecanismo para la repercusión del coste del servicio de reserva adicional a subir:

- Una porción fija del coste de la reserva distribuido entre la demanda (consumo medido elevado a barras de central de unidades de adquisición de comercializadores y consumidores directos). Por ejemplo, el 65%, que representa la contribución actual del desvío de la demanda y el cierre, a las energías de balance a subir.
- El resto (35%) del coste a repartir proporcionalmente entre los desvíos a bajar y las compras en intradiario, tanto de las unidades de adquisición de comercializadores y consumidores directos como de los sujetos de liquidación que realizan la actividad de generación, en régimen ordinario y especial.

Cuando se disponga de una serie extensa de datos del nuevo mercado se podría revisar el reparto anterior en el sentido de reducir o incluso eliminar la primera porción del coste, repercutida a la demanda.

En relación con su encaje normativo en el Real Decreto 2019/1997, que establece en su artículo 14.4 que *“El coste de los servicios complementarios se imputará a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y, en su caso, sobre las unidades de venta, en proporción a sus desvíos respecto a programa, de acuerdo con el procedimiento de operación correspondiente”*, se considera que bajo una interpretación amplia del concepto de desvío respecto a programa, cabría repartir el coste del servicio complementario analizado de acuerdo con la propuesta que aquí se realiza (desvíos con respecto a programa viable provisional y desvíos medidos).

Dado que el mecanismo propuesto por esta Comisión para el reparto del coste del servicio de disponibilidad no habría sido conocido por los agentes hasta la publicación del procedimiento, su aplicación retroactiva para calcular las liquidaciones definitivas, según lo establecido en el apartado 16 de la propuesta de procedimiento¹, alteraría el reparto esperado por los agentes (el propuesto por el OS y provisionalmente aplicado) en el momento de negociar en mercado.

Por lo tanto, a fin de evitar posibles dificultades que pudieran derivarse de la aplicación retroactiva de criterios de reparto distintos de los esperados por los agentes, se propone que, en caso de ser admitida la propuesta planteada por la CNE en el presente informe, consistente en proponer un nuevo método de cálculo para la distribución del coste de la reserva adicional, este método de cálculo sea de aplicación exclusivamente desde la entrada en vigor de la modificación del P.O.14.4. Para ello, el procedimiento debería recoger los dos métodos:

¹ *“Desde la entrada en vigor del procedimiento de operación P.O.3.9 ‘Contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir’, el 10 de mayo de 2012, hasta la entrada en vigor del procedimiento de operación P.O.14.4, que añade los apartados 5.4, 5.5 y 5.6 y modifica el apartado 13.5.4, la liquidación de la reserva adicional de potencia a subir se efectuará según lo dispuesto en los apartados citados en este procedimiento”.*

- El propuesto por el operador del sistema, de carácter transitorio, con objeto de dar cobertura regulatoria a las liquidaciones efectuadas entre la entrada en vigor del P.O.3.9 y el P.O.14.4.
- El propuesto por la CNE, de aplicación desde la entrada en vigor del P.O.14.4.

6.5.Sobre la penalización a las unidades genéricas por descuadre en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

En relación con la solicitud de un agente del mercado para que sea eliminada la penalización asociada a las unidades genéricas que recoge el apartado 14.1 del Procedimiento de Operación 14.4, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

- Esta penalización, más allá de su diseño en el ámbito de las emisiones primarias de energía, permite evitar la existencia en el PDBF de programas de unidades genéricas, los cuales no tienen sentido y han de ser necesariamente anulados y, mientras tanto, complican la operación del sistema, generando mayor necesidad de reserva.
- Todas las operaciones que realiza un agente en el mercado son susceptibles de verse afectadas por un error, con mayores o menores consecuencias para el agente y para el sistema, y es responsabilidad del agente introducir los medios que sean necesarios para impedir que esto ocurra.
- Si bien el importe de la penalización es del 30% del precio del mercado diario, el P.O 14.4 ya prevé que la penalización sea moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor, tras el preceptivo informe de la CNE.

En conclusión, esta Comisión considera que si bien la existencia de posibles errores en la operativa diaria podría traducirse en una penalización para los agentes, la eliminación de esta penalización también podría causar perjuicios al sistema, por lo que no puede aconsejarse su eliminación, más aún, cuando el propio P.O prevé la posibilidad de rebajar la cuantía de la penalización en caso de error operativo.

7. MEJORAS DE REDACCIÓN

Sobre la ubicación del texto propuesto en el P.O.14.4.

Los apartados que establecen el cálculo de los derechos de cobro, los incumplimientos y la asignación del coste de la reserva de potencia adicional se incorporan en el P.O.14.4, respectivamente, como apartados 5.4, 5.5 y 5.6, los cuales están incluidos dentro del epígrafe genérico 5 “Banda de regulación secundaria”.

Aunque sería más adecuado por claridad del contenido incorporarlos como un epígrafe específico del servicio de potencia adicional, esta Comisión no encuentra inconveniente en que se añadan al de banda, puesto que son conceptos semejantes sobre reserva de potencia, pero considera que debería modificarse al menos el título del epígrafe para hacer una referencia acorde al contenido, por ejemplo: “Banda de regulación secundaria y reserva de potencia adicional a subir”.