



Grupo Red Eléctrica

Respuesta a los comentarios recibidos a  
la Consulta pública del OS sobre la  
propuesta de adaptación de los  
procedimientos de operación a la  
Programación QH

# Índice

1. Introducción .....	4
2. P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia .....	1
2.1. Apdo. 4. Determinación de los niveles de reserva .....	1
3. P.O. 3.1. Proceso de programación. ....	1
3.1. Apdo. 2. Ámbito de aplicación. ....	1
3.2. Apdo. 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios. ....	2
3.3. Apdo. 10. Reserva de regulación terciaria.....	5
3.4. Apdo. 12. Cambios internos de programa entre BRP. ....	5
3.5. Apdo. 15. Elaboración del programa operativo (P48). ....	7
3.6. Apdo. ANEXO II: Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.....	7
3.7. Apdo. Comentarios generales.....	8
4. P.O. 3.2. Restricciones técnicas. ....	10
4.1. Apdo. 4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.....	10
4.2. Apdo. 7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real. ....	11
4.3. Apdo. ANEXO I: Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas. ....	12
4.4. Apdo. Comentarios generales.....	13
5. P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes de reserva de sustitución (RR).....	14
5.1. Apdo. 7. Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS.....	14
5.2. Apdo. 10. Liquidación de las energías de balance del producto RR. ....	15
5.3. Apdo. 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR. ....	16
5.4. Apdo. ANEXO I: Principales características del producto/oferta RR estándar. ....	19
5.5. Apdo. Comentarios generales.....	20
6. P.O. 7.2. Regulación secundaria.....	20
6.1. Apdo. 6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente. ....	20
6.2. Apdo. 8. Liquidación del servicio. ....	22
6.3. Apdo. Comentarios generales.....	23
7. P.O. 7.3. Regulación terciaria. ....	24
7.1. Apdo. 6. Ofertas de regulación terciaria. ....	24
7.2. Apdo. 8. Mecanismo excepcional de resolución. ....	24
7.3. Apdo. 9. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real.....	25

7.4. Apdo. 10. Liquidación de la provisión del servicio.....	25
7.5. Apdo. ANEXO I: Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria. ....	26
7.6. Apdo. ANEXO II: Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria.....	27
7.7. Apdo. Comentarios generales.....	28
<b>8. P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación.....</b>	<b>28</b>
8.1. Apdo. ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.....	28
<b>9. P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. ....</b>	<b>30</b>
9.1. Apdo. 5. Energía de balance del producto RR. ....	30
9.2. Apdo. 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria. ....	31
9.3. Apdo. 9. Liquidación en caso de anomalías en los sistemas de información. ....	34
9.4. Apdo. 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). ....	35
9.5. Apdo. 19. Restricciones técnicas en tiempo real. ....	39
9.6. Apdo. Comentarios generales.....	41

## 1. Introducción

En este documento se detallan los comentarios públicos recibidos al proceso de consulta pública del OS que tuvo lugar del 5 de abril al 7 de mayo de 2021 sobre los procedimientos de operación adaptados al proceso de programación cuarto horaria

Se han recibido un total de 71 comentarios de 5 participantes del mercado, todos ellos, de carácter PÚBLICO:

PARTICIPANTES EN EL MERCADO	Recibidos
Endesa Generación, S.A	34
Gas Natural Comercializadora, S.A	3
FORTIA ENERGÍA, S.L	14
EDP ESPAÑA, S.A.	8
IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA, S.A.	12
Total comentarios	71

Atendiendo a la clasificación por procedimiento de operación, los comentarios recibidos se reparten según la siguiente tabla:

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	Recibidos	Incorporados
P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia	1	0
P.O. 3.1. Proceso de programación	16	8
P.O. 3.2. Restricciones técnicas	6	0
P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)	10	3
P.O. 7.2. Regulación secundaria	5	2
P.O. 7.3. Regulación terciaria	9	5
P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación	5	3
P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema	19	5
Total comentarios	71	26

Estos comentarios y sus respuestas se encuentran a disposición de los participantes del mercado a través del Portal de Clientes del OS.

## 2. P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia.

---

### 2.1. Apdo. 4. Determinación de los niveles de reserva.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia

Apartado: 4. Determinación de los niveles de reserva.

Donde dice: Apartado 4.1 (Reserva de regulación primaria)

El plazo de comunicación en el P.O.7.1. no coincide con el de este P.O. Aprovechamos para solicitar que se programen en la hoja de ruta los trabajos para evaluar las necesidades de reforma del servicio complementario de regulación primaria, en consonancia con la revisión de las Condiciones de balance.

Debe decir:

Justificación: Es necesario que todos los servicios complementarios sean objeto de revisión periódica. El P.O. 7.1 data de 1998 y en Europa se está replantando cuestiones referidas al producto FCR (Frequency Containment Reserve).

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: En relación con los plazos de comunicación a los que se hace referencia en el comentario, en el PO 7.1 no se recoge como tal un proceso de comunicación a los agentes, sino de determinación/establecimiento de los requerimientos de primaria (este requerimiento se establece en el grupo europeo RG CE de ENTSO-E con anterioridad al plazo indicado en el propio PO). Por otro lado, en el PO 1.5 sí se menciona el requerimiento de la comunicación externa de los requerimientos de reserva primaria. En ese sentido, no detectamos ninguna incoherencia entre los plazos indicados en ambos POs.

El PO. 7.1 no es objeto de esta consulta sobre la adaptación a los procesos de programación cuarto-horaria. En futuras propuestas de revisión de este procedimiento de operación, se revisará la consistencia con otros procedimientos de operación, en lo relativo, principalmente, a la actualización de la terminología. Otros posibles cambios en el funcionamiento actual del servicio de regulación primaria deben ser recogidos previamente en una revisión de las condiciones relativas al balance del sistema eléctrico peninsular español, y, en su caso, se incorporaría en la Hoja de Ruta MIE, teniendo en cuenta en su planificación, los compromisos europeos hacia la consecución del MIE que sí son obligatorios en el Reglamentos EB y CEP.

---

## 3. P.O. 3.1. Proceso de programación.

---

### 3.1. Apdo. 2. Ámbito de aplicación.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 2. Ámbito de aplicación.

Donde dice: Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario (en aquellos casos en los que una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación) y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo entre BRP.

Debe decir: Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario y comunicación de cambios de programa entre BRP.

Justificación: Solicitamos no particularizar en el texto los casos donde aplica la posibilidad de nominar o comunicar cambios de programa BRP, para evitar que cambios futuros hagan obsoleta la redacción.

Respecto a los cambios de programa entre BRP es posible que en el futuro puedan tener lugar con más antelación y flexibilidad de la que está permitido actualmente.

Respecto a las nominaciones, tal y como manifestamos en el trámite de audiencia de las reglas de mercado el pasado mes de abril, preferimos mantener la posibilidad de que se pueda optar por una configuración de unidades de oferta con mayor flexibilidad que la propuesta en las reglas consultadas, independientemente de si actualmente se usa o no. Y al menos solicitamos que no desaparezcan los procesos de nominaciones de los procedimientos de operación y que siempre sean incluidos en las pruebas con los participantes en el mercado, ya que en un momento dado puede ser utilizado de proceso de respaldo por alguna cuestión.

Además, en general, la nominación directa puede ser imprescindible en el futuro para organizar el mercado diario e intradiario de manera racional y eficiente, teniendo en cuenta los requisitos y limitaciones del algoritmo Euphemia. El MIBEL, y toda Europa en general, se enfrentará frecuentemente a despachos diarios en escenarios de fuerte despliegue de renovable, autoconsumo, almacenamiento, gestión de la demanda y emplazamiento mixtos. Además, en el caso particular de España, ya existe la necesidad de contar con un despacho económico de los ciclos combinados lo más flexible posible.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: En relación con los cambios de programa de los BRP, la redacción actual del PO es conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019.

Respecto a los procesos de nominación de los resultados de los mercados diario e intradiario, dado que la redacción actual es compatible con los casos de correspondencia  $UO = UP$  y  $UO = nUPs$ , se va a mantener la redacción actual al menos hasta que transcurra el periodo transitorio previsto en las reglas de funcionamiento del mercado para implantar la obligación de relación biunívoca entre la unidad de oferta y la unidad de programación. Como ya se indica en el informe justificativo que acompaña a la propuesta de modificación de estos POs, posteriormente se adaptarán, en su caso, todos los aspectos relativos a este tema.

---

### 3.2. Apdo. 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: "Los programas de energía corresponderán a valores de MWh"

Debe decir:

Justificación: ¿por qué se elimina la parte de "con un máximo de una cifra decimal"? Solicitamos confirmación de que esto se refiere solo a la asignación de las energías de balance, pero ¿qué ocurre con los programas PDBF, PHF, PHFC, P48? En mercado sí se puede negociar con decimales, por lo que los programas de energía sí tendrán decimales. Es diferente que los servicios de balance se oferten en nº entero a que los programas finales no tengan decimales.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Para facilitar su comprensión, se acepta el comentario del PM y se especifican las unidades y decimales utilizados en los programas, asignaciones y redespachos publicados por el OS. Los programas de energía horarios se mantienen con 1 decimal, mientras que los programas de energía cuarto-horarios utilizarán 3 decimales. La información completa siempre está disponible en el documento técnico de intercambio de información OS-PM. Inicialmente se había propuesto la eliminación de este detalle en el PO, dado que esta información había quedado especificada ya en el documento de intercambio de información OS-PM para cada uno de los mensajes de intercambio.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: Los redespachos por restricciones técnicas en Tiempo Real podrán presentar distintos valores en los cuatro periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora.

Cuando las RRTT TR supongan el arranque de un generador o de cambio de modo de funcionamiento, al objeto de comunicarlo al Sujeto de Mercado con antelación suficiente, se publicarán ficheros específicos que permitan al Agente determinar que la limitación inferior de energía y el cambio de modo son debidos a dicha situación.

Debe decir:

Justificación: Para poder automatizar convenientemente las herramientas de ofertas, ante un Redespacho por RRTT TR que suponga el arranque de la segunda turbina de un ciclo combinado que ya tiene programa, se necesita disponer de la información de la limitación y del cambio de modo de manera independiente a los ficheros que se publican actualmente y que incluyen también el resto de motivos (limitacionessm y modoasignado). De cara a la correcta interpretación y liquidación de las restricciones tanto del PDBF como de tiempo real y para la automatización del proceso de liquidación es necesario disponer de estos mismos ficheros de limitaciones y modoasignado con el resumen de las actuaciones del día.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Se valorará la publicación de información adicional. No obstante, el texto recogido en el P.O. sería compatible con esa publicación de información adicional

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: Los periodos de programación definidos en este procedimiento de operación tendrán una duración de una hora

Debe decir: Eliminar

Justificación: Ya no aplica

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario. Se trata de una errata, esta frase debe eliminarse.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: Los programas de energía corresponderán a valores de MWh

Debe decir: Los programas de energía corresponderán a valores de MWh, con un máximo de una cifra decimal

Justificación: Aunque es entendible la eliminación de esta limitación, el sistema eléctrico debe estar alineado (OM-OS) y mientras que los NEMOS limiten a un decimal la resolución de compra-venta de energía el TSO debe alinearse a la definición más restrictiva. Eliminar esta restricción permitiría al OS modificar el formato de entrega de información y tendría afecciones en los PM, los cuales no tienen por qué tener sus procesos adaptados para el procesamiento de más decimales.

Adicionalmente, la liquidación de los sujetos se hace respecto a los programas y podrían incurrir en desvíos únicamente por el hecho de no poder ajustar la programación mayorista a más de un decimal.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Para facilitar su comprensión, se acepta el comentario del PM y se especifican las unidades y decimales utilizados en los programas, asignaciones y redespachos publicados por el OS. La información completa siempre está disponible en el documento técnico de intercambio de información OS-PM. Inicialmente, se había propuesto la eliminación de este detalle en el PO, dado que este detalle había quedado especificado en el documento de intercambio de información OS-PM para cada uno de los mensajes de intercambio. Los programas de energía horarios se mantienen con 1 decimal (compatibles con la contratación de energía en los mercados diario e intradiario), mientras que los programas de energía cuarto-horarios utilizarán 3 decimales.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: En la modificación se expone que las asignaciones y redespachos provenientes de servicios de balance del sistema se expresarán en valores de potencia o de energía y es necesario que se detallen los escenarios en los que las asignaciones vendrán informadas de una u otra manera.

Debe decir:

Justificación: Los P.O.'s son la norma básica sobre la que se define todo el funcionamiento del sistema eléctrico y no es apropiado dejar abierto que las asignaciones puedan venir en energía o potencia. Los PM deben conocer en que unidades será publicada la información y en que casuísticas la información se dará de uno y u otro modo.

Otra forma de solucionar estas casuísticas sería realizar la publicación de la información siempre en ambos formatos, dejando a cada PM la libertad de procesar la información como desee conveniente.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Para facilitar su comprensión, se mejora la información sobre las unidades y decimales utilizados en los programas, asignaciones y redespachos publicados por el OS. Cabe destacar, que una información más de detalle se encuentra recogida en el documento de intercambio de información OS-PM, para cada tipo de mensaje intercambiado. Existe además un anexo en el volumen I de este conjunto de información, en el que se incluye un resumen de todos los mensajes.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.



Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Donde dice: Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, ya que el correspondiente límite de programa por seguridad, siempre vendrá aplicado sobre un periodo horario completo. Esta situación se mantendrá, al menos, hasta que los periodos de programación en los mercados de energía, diario e intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sean también cuarto horarios.

Debe decir: Esta situación se mantendrá al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuarto-horarios.

Justificación: Creemos que es conveniente no limitar el texto de antemano, ya que existe la posibilidad de que la resolución de negociación en el mercado intradiario continuo pase a cuarto-horario antes que el diario. Proponemos cambios de redacción en consonancia con el apartado 1.9 del P.O. 9.1.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario. Explicitar "mercado diario e intradiario" en el texto tenía un afán explicativo, no restrictivo, ya que, efectivamente, el paso a negociación de productos cuarto horarios de cualquiera de los mercados de energía sería condición suficiente. Para evitar interpretaciones como las indicadas en el comentario, se acepta la redacción propuesta.

---

### 3.3. Apdo. 10. Reserva de regulación terciaria.

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 10. Reserva de regulación terciaria.

Donde dice: ... de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia

Debe decir: ... de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación terciaria

Justificación: No aplica en este punto la regulación frecuencia-potencia.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Se mantiene la redacción. El procedimiento de operación al que se hace referencia se denomina P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia - potencia e incluye no sólo la reserva de regulación terciaria, sino el cálculo del resto de reservas del sistema.

---

### 3.4. Apdo. 12. Cambios internos de programa entre BRP.

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 12. Cambios internos de programa entre BRP.

Donde dice: Después del cierre de cada ronda del mercado intradiario continuo, los participantes en el mercado podrán comunicar al OS cambios de programa, conforme a los criterios establecidos en las Condiciones relativas al Balance aprobadas por la CNMC, indicando la causa que motiva el cambio de programa conforme a las categorías establecidas en el documento de intercambio de información con el OS.

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información de las indisponibilidades comunicadas por los participantes del mercado u otras situaciones que puedan corresponder a incidentes sobrevenidos y, en su caso, informará a la CNMC de cualquier incumplimiento relativo a los términos en los que se deben realizar los cambios de programa entre participantes en el mercado.

[...]

Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para la hora siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del periodo de programación cuarto horario. No se permitirán transferencias de asignaciones de energía de balance entre unidades de programación.

Debe decir: [.]

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información suministrada por el BRP y, en su caso, informará.

[.]

Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del periodo de programación cuarto horario.

Justificación: Solicitamos no particularizar en el texto los casos donde aplica la posibilidad de comunicar cambios de programa, más allá de los límites de comunicación operativos que se consideren adecuados, para evitar que cambios futuros hagan obsoleta la redacción, cuando se tramiten adaptaciones futuras a las Condiciones de balance o se modifiquen cierto P.O. Los cambios de programa entre BRP es posible que en el futuro puedan tener lugar con más antelación y flexibilidad de la que está permitido actualmente. Por ejemplo, para gestión de la banda secundaria asignada, tal y como proponemos en los comentarios al apartado 6 del P.O. 7.2.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: No es necesaria la modificación propuesta, puesto que hasta que se implanten productos cuarto-horarios en los mercados de energía, se va a validar que las ofertas de regulación secundaria son iguales en todos los cuartos de la misma hora. Por otro lado, existe suficiente flexibilidad dentro de las opciones planteadas en el documento técnico de intercambio de información entre el OS y los OM para recoger, en su caso, cambios de programa por otros motivos, siempre debidamente justificados a los previstos (indisponibilidad, pérdida de capacidad de evacuación,.). Por último, cabe recordar en relación con los cambios de programa de los BRP, que la redacción actual del PO es conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 12. Cambios internos de programa entre BRP.

Donde dice: Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para la hora siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del periodo de programación cuarto horario.

Debe decir: Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para la hora siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación cuarto horario de dicha hora

Justificación: La redacción propuesta es confusa.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario. Se incluye la mejora de redacción propuesta.

---

### 3.5. Apdo. 15. Elaboración del programa operativo (P48).

---

Empresa: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: Emilio Jesús Cortés Moral

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: 15. Elaboración del programa operativo (P48).

Donde dice: • Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

Debe decir: • Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh computados horariamente ú 8 MWh computados cuartohorariamente por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

Justificación: En programación QH debería indicarse en energía 7 u 8 MWh, ó 30 MW en potencia. Si no se modifica se da a entender que se refiere a  $30\text{MWh} \times 4\text{cuartos} = 120\text{MWh}$  de desvío comunicado mínimo en la hora

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se modifica la redacción para indicar que lo que se solicita es la comunicación de desvíos en programa iguales o superiores a 30 MW

---

### 3.6. Apdo. ANEXO II: Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: ANEXO II: Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Donde dice: En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Debe decir: opción 1: En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador podrá disponer de una unidad de programación por cada tipo de tarifa.

opción 2: En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador podrá disponer de una unidad de programación por cada tipo de actividad según los códigos establecidos en el CNAE

Justificación: Al igual que existe en la generación la posibilidad de agregar las UFIS por tipo de generación al compartir unas características básicas de funcionamiento, ocurre con las unidades de demanda. No tendrán el mismo comportamiento de cara a ofrecer servicios de balance aquellas UFI's de baja tensión (2.X), alta tensión (3.x)

o muy alta tensión (6.x) y además el tipo de UFI afectará a forma de elaborar las ofertas de balance. Mínimo se deberían poder hacer agrupaciones por tarifas 2, tarifas 3 y 6.1, 6.2, 6.3, y 6.4.

Si no se considera suficientemente apropiado la agrupación anterior, sería igualmente entendible agrupaciones por tipo de actividad, siguiendo el criterio del CNAE. Esto tiene especial relevancia de cara a entender como puede ser el funcionamiento y la forma del consumo eléctrico de las diferentes industrias. Sectores en concreto tienen un consumo plano, mientras que otros son incapaces de conocer cuál será su consumo en resolución QH y por tanto el comportamiento de cada una de estas tecnologías afecta de manera directa tanto a la forma de dar su flexibilidad para energías de balance, como en la calidad del servicio ofrecido.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: La creación de nuevas unidades de programación debe atender a criterios de operación y/o de liquidación. Los participantes comercializadores o consumidores directos pueden utilizar los bloques de las ofertas para agrupar los consumos con características similares, por lo que no se considera necesario la creación de unidades de programación específicas por peaje de acceso o actividad.

---

### 3.7. Apdo. Comentarios generales.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Agradecemos la propuesta de adaptaciones a los procedimientos, todo el proceso del proyecto de implantación y el acompañamiento a los participantes en el mercado, así como los webinar dedicados.

A continuación, se resumen los comentarios a la propuesta:

- [General] Solicitamos que el cambio de programación cuarto-horaria sea con posterioridad al cambio de hora de invierno, a final de octubre.
- [P.O. 1.5] Solicitamos que se programen en la hoja de ruta los trabajos para evaluar las necesidades de reforma del servicio complementario de regulación primaria.
- [P.O. 3.1 y 9.1] Solicitamos no particularizar en el texto los casos donde aplica la posibilidad de nominar o comunicar cambios de programa BRP, o condiciones demasiado explícitas sobre el paso a la negociación cuarto-horaria en los mercados de energía, para evitar que cambios futuros hagan obsoleta la redacción.
- [P.O. 3.2] Es necesario publicar la asignación en el momento en que se den las órdenes de arranques de CCGT en restricciones en tiempo real, no a través de las limitaciones, ya que la operación con resolución cuarto-horaria necesita de procesos cada vez más robustos.
- [P.O. 3.3] Valoramos positivamente el mecanismo de salvaguarda propuesto. No obstante, proponemos que se comunique a los participantes en el mercado y la CNMC antes de su aplicación, no posteriormente, y que se articule la posibilidad de autorizar un cambio puntual en la metodología por parte de la CNMC, ante referencias de precio estándar que se encuentren desajustadas, en coherencia con los dispuesto en el P.O. 3.9.
- [P.O. 7.2] Preferimos no implantar ningún tipo de validación en las ofertas en las ofertas de banda. En cambio, solicitamos:
  - o Poder usar los cambios de programa BRP (internos y externos), y con más antelación y flexibilidad de la que está permitido actualmente.
  - o Implantar lo antes posible la recepción de una señal actualizada en tiempo real con el programa de intercambio en potencia a seguir para la zona de regulación o unidades de programación,con el fin de que los BSP tengan una visión muy ajustada de su posición en tiempo real, más importante si cabe con el paso a programación cuarto-horaria.

- o Plantear la posibilidad de introducir mecanismos de transferencia de banda en ciertas circunstancias.
- [P.O. 7.2] Entendiendo que el uso de la escalera terciaria es transitorio hasta que avance el proyecto de SRS, proponemos introducir una salvaguarda en la formación de precios de energía secundaria a subir/bajar para evitar precios por debajo/encima del mayor/menor precio en cada periodo cuarto-horario.
- [P.O. 7.3] Recordamos la conveniencia de implantar un mercado de reserva (capacidad) para la regulación terciaria.

Debe decir:

Justificación: En este comentario preliminar presentamos un resumen ejecutivo de los comentarios de detalle.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Parcialmente incorporado

Motivo: Se han ido comentando cada uno de los comentarios propuestos en su apartado específico referido a cada PO. Se acepta la sugerencia de implantación de los cambios en sistemas derivados de la implantación del proyecto de programación QH con posterioridad al cambio de hora de invierno, aunque no requiere la modificación del texto recogido en la propuesta de modificación de los POs.

---

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Se debería eliminar todas las menciones a las nominaciones de los cambios de programa provenientes de OMIE.

Debe decir:

Justificación: Los procedimientos se van a aprobar aproximadamente en las mismas fechas en las que las últimas modificaciones de las reglas de mercado de OMIE serán aplicadas. En esta modificación en OMIE se elimina la posibilidad de tener varias UP's colgando de una UOF, por lo tanto, no será necesario el proceso de nominación entre UOF y UP. Seguir haciendo mención a esta casuística en los PO's puede llevar a equívocos y sobre todo no se traduce ni en el funcionamiento ni en las necesidades reales del proceso de programación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Dado que la redacción actual es compatible con los casos de correspondencia UO= UP y UO = nUPs, los procesos de nominación de los resultados de los mercados se deben mantener hasta que transcurra el periodo transitorio previsto en las reglas de funcionamiento del mercado para implantar la obligación de relación biunívoca entre la unidad de oferta y la unidad de programación. Como ya se indica en el informe justificativo que acompaña a la propuesta de modificación de estos POs, posteriormente se adaptarán, en su caso, todos los aspectos relativos a este tema.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Esta modificación afecta al Anexo 1: Se propone incluir los horarios de intercambio de información pertenecientes a todos los mercados intradiarios, incluido el MIC

Debe decir:

Justificación: La redacción actual del anexo 1 es válida para los mercados económicos que estaban establecidos hasta la entrada del MIC. Adicionalmente al MIC, estamos viendo cambios notables en la programación de las

energías de balance; como puede ser el cambio de GD a RR; y es necesario que los PM tengan claro a qué hora se reciben los programas (tanto del OS como del OM), así como los periodos de inserción de ofertas, resultados de energías de balance, envío de desagregaciones, etc.

Hemos visto como recientemente se han cambiado los horarios de recepción de ofertas de los mercados de balance con una simple anotación en la web de SM. Los horarios deberían ser fijos y sobre todo deben tener suficiente cobertura normativa, siendo por ello necesario que queden establecidos en los PO's.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Respecto a los horarios del MIC, éstos se encuentran recogidos en el apartado 11.2. Dado que son procesos de repetición horaria, no se considera necesario incorporarlos en el anexo 1. En relación con el cambio en la hora de cierre de envío de ofertas en el mercado RR, cabe destacar que éste es un parámetro armonizado a nivel europeo, cuya modificación (paso de H-60'a H-55') ya estaba prevista en el artículo 7 del Implementation Framework de RR (aprobado en enero de 2019), y que fue anunciada a por el operador del sistema en varios Webinars y comunicada mediante un aviso desde la página web de sujetos del OS. No obstante, se ha considerado oportuno aprovechar esta revisión de POS para incorporar en el PO 3.3 más información relativa a este mercado de balance, al objeto de mejorar la comprensión del funcionamiento del servicio, teniendo en cuenta que esta información se establece en el ámbito de la normativa europea.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.1. Proceso de programación

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Solicitamos que el cambio de programación cuarto-horaria sea con posterioridad al cambio de hora de invierno, a final de octubre. No obstante, entendemos que el operador del sistema tendrá en cuenta de algún modo la opinión de los participantes en el mercado cuando se publique la propuesta de implantación más adelante.

Debe decir:

Justificación: Comentario sobre el momento de implantación de los cambios, con el objetivo de que sea lo más eficiente para todos.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Se acepta la propuesta de realizar la implantación con posterioridad al cambio de hora de invierno. La fecha concreta se comunicará más adelante, con suficiente antelación a todos los participantes en el mercado. Se califica este comentario como no incorporado, porque no requiere modificación del texto consultado.

---

## 4. P.O. 3.2. Restricciones técnicas.

---

### 4.1. Apdo. 4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas

Apartado: 4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

Donde dice: Debiera establecerse que, para poder efectuar el proceso indicado en redactado que va de:

"Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente." a

". Se considerará arranque en caliente o en frío según corresponda. "

es necesario disponer que el operador de las plantas disponga de los ficheros de limitaciones y modo asignado.

Debe decir:

Justificación: De cara a la correcta interpretación y liquidación de las restricciones tanto del PDBF como de tiempo real y para la automatización del proceso de liquidación es necesario disponer de los ficheros de intercambio de limitaciones y modo asignado con el resumen de las actuaciones del día.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Se valorará la publicación de la información solicitada, sin que ello requiera la modificación del procedimiento de operación.

---

#### 4.2. Apdo. 7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Empresa: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: Emilio Jesús Cortés Moral

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas

Apartado: 7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones

Debe decir: El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones. De acuerdo con esto, al ser la asignación por restricciones técnicas en tiempo real cuartohoraria, si la limitación existente no fuese aplicable a todos los periodos cuartohorarios de la hora, los periodos cuartohorarios sin programa se asignarán como rampa por seguridad en tiempo real al no disponer de un mercado donde casar el programa de la rampa.

Justificación: Si las restricciones técnicas en tiempo real son cuartohorarias y la limitación deja fuera algún QH de la hora (por ejemplo, empieza a aplicar desde minuto 30), los QH sin programa deberán asignarlos como rampa por seguridad en tiempo real al no disponer de un mercado de energía cuartohorario donde casar el programa de la rampa

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Ya se establece en el apartado 5 del P.O. 3.2 que "el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la solución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal, que el PM asociado a dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de los horarios de dicho mercado con el periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas."

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas

Apartado: 7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: Apartado 7.1 (Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad.)

Es necesario publicar la asignación en el momento en que se den las órdenes de arranques de CCGT en restricciones en tiempo real, no a través de las limitaciones.

Debe decir:

Justificación: Es necesario dar un carácter más firme a estas órdenes activadas sobre la base de ofertas, para evitar desasignaciones de programas de energía posteriores cuando se han iniciado procesos de arranque. Esto cobra cada vez más importancia, ya que la operación con resolución cuarto-horaria necesita de procesos cada vez más robustos.

Además, recordamos nuestra propuesta de que en las Condiciones de servicios de no frecuencia se aborden soluciones inmediatas para optimizar ciertos aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas, sin esperar a la reforma del procedimiento de operación 3.2 y 14.4 tras la aprobación de dichas condiciones. El tiempo de implantación de estos cambios podría ser bastante ajustado. La justificación de estas reformas inmediatas es la necesidad de adaptar normativa de detalle obsoleta que no permite que el proceso de restricciones técnicas se desarrolle en condiciones de eficiencia, competencia y no discriminación, ya que ciertas reglas técnicas fueron diseñadas en un contexto totalmente distinto al actual, de acuerdo con el Real Decreto 2351/2004.

Son las siguientes:

- Ajustar el uso y la liquidación de las ofertas complejas de restricciones técnicas. Ello generará un beneficio inmediato al conjunto del sistema, ya que los participantes del mercado podrán ofertar de manera más completa las flexibilidades de los ciclos combinados.
  - o Permitir el envío de ofertas complejas siempre, en el proceso diario y actualización en tiempo real, aun cuando el programa sea mayor que cero, para ser usadas cuando el programa de la unidad de programación así lo justifique (Por ejemplo, cuando el programa desaparece fruto de ajustes en el mercado intradiario).
  - o También han de pagarse los arranques solicitados y efectivamente realizados, sin limitar a un arranque al día ni a que el modo de funcionamiento del día aumente.
- Derogar el pago regulado para las compras de bombeo en el caso de que sean redespachadas por restricciones en tiempo real. Hay que tener en cuenta que cuando se incorpore al mercado todo tipo de almacenamiento este pago regulado adicional va a suponer una discriminación, ya que se aplica a una energía que no se pretendía consumir, sin permitir que el participante de mercado refleje su valor adecuadamente en una oferta, lo que ocasiona que a veces se programe consumo de bombeo a un valor mucho mayor que el que se puede obtener al producir dicha energía.

Hay que tener en cuenta que la regulación puede provocar un problema circular si no evoluciona adecuadamente: crear nuevos servicios sin permitir previamente mayor flexibilidad en los mercados actuales.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Estas cuestiones se abordarán tras la aprobación de las de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español

---

#### 4.3. Apdo. ANEXO I: Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas



Apartado: ANEXO I: Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas.

Donde dice: Es preciso unificar la nomenclatura de los redespachos en el P.O.3.2, el P.O.14.4. y el documento de ficheros de intercambio de información con el OS donde figura el TipoEtiqueta. Un ejemplo es el apartado 1.1.2 del Anexo I del P.O.3.2 donde dice "En el caso de unidades de venta y de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado ...". Este mismo redespacho en el P.O.14.4. apartado 18.9 se llama ERECOS. Otro ejemplo es el redespacho ECO del apartado 1.1.2 del Anexo I del P.O.3.2 que en el P.O.14.4. apartado 18.8. se llama ERECOOSS.

En resumen, revisar el 3.2., el 14.4. y los documentos de intercambio de información para que aparezca el mismo nombre siempre que sea posible.

Debe decir:

Justificación: Seguridad regulatoria y claridad de la misma.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: En el PO 14.4 se recogen fórmulas correspondientes a la liquidación. En ningún apartado del PO 14.4 aparecen códigos de redespachos ni etiquetas del modelo de intercambio con el OS. La nomenclatura de los redespachos es única y no tiene por qué coincidir con la nomenclatura utilizada a nivel de la formulación de los cálculos de la liquidación del PO 14.4.

---

#### 4.4. Apdo. Comentarios generales.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Este comentario afecta también al PO 1.5.

Tras el establecimiento de nivel mínimo para el establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia, se convocan mercados de RRTT en TR para que el OS pueda disponer de suficiente margen de potencia para hacer frente a desvíos en el sistema. La programación de esta generación debería estar soportada por un mercado adicional tal y como antes existía el mercado de potencia adicional a subir.

Debe decir:

Justificación: El uso de RRTT en TR para cubrir las necesidades de potencia adicional a subir es ineficiente de cara a los mercados eléctricos y en última instancia también para la estabilidad del sistema eléctrico. Para los consumidores cubrir esta energía mediante regulación en tiempo real supone un sobreprecio importante respecto a realizar esta asignación en mercados acontecidos en el D-1. Además, Convocar energías a subir en sistemas equilibrados provoca que sea necesario contraprogramar energías de regulación en sentido opuesto con el coste adicional que esto tiene para el sistema.

Este mecanismo existía hasta el cambio de horario de los mercados intradiarios y se justificó su eliminación por el OS en cuanto a que este no tenía tiempo de convocar dicho mercado, sin embargo, actualmente tras el MI1, entre las 16:30 y las 17:57 se tiene tiempo de sobra para convocarlo, y no existen limitaciones en los mercados mayoristas para alocar este volumen de energía (los volúmenes negociados en el MI1 y MI2 son muy similares). Adoptar esta metodología reduciría el coste para el sistema y además se ajustaría el mix de generación a las necesidades del OS sin afectar al equilibrio generación-demanda al que se debe aspirar

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: No es objeto de esta consulta la creación de un mercado para la provisión de reserva de potencia.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.2. Restricciones técnicas

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Actualmente, los arranques de turbinas adicionales en los ciclos combinados multi-ejes tienen la consideración de arranques calientes, independientemente del número de horas que la turbina requerida llevara desconectada de la red. Solicitamos que esto arranques tengan la consideración de arranques calientes/fríos aplicando el mismo criterio que se utiliza en el arranque de los ciclos combinados mono-ejes, es decir, teniendo en cuenta el número de horas del último desacoplamiento de la red.

Solicitamos la posibilidad de actualizar la oferta de restricciones de tiempo real en cualquier momento (tanto la oferta simple como la compleja), y no hacerlo depender de la existencia o no de PHF (PHFC) previo, dado que la situación de costes de cada unidad puede también puede ser susceptible de cambiar en un momento dado.

Debe decir:

Justificación: Actualmente, cuando una unidad es requerida para arrancar en tiempo real y, por razón que fuere, el requerimiento se anula, no existe compensación a los costes incurridos por el proceso parcial de arranque. Proponemos que, en caso de anularse el redespacho, la unidad redespachada obtenga unos ingresos que sean proporcionales a su arranque y a los minutos que haya estado el redespacho en activo (en resumen, que se retribuya la parte del arranque que se haya efectuado).

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: La revisión de la oferta de restricciones y la consideración de compensaciones a la modificación de limitaciones se abordarán tras la aprobación de las Condiciones de Servicios de No Frecuencia y Otros Servicios.

---

## 5. P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes de reserva de sustitución (RR)

---

### 5.1. Apdo. 7. Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 7. Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS.

Donde dice: Las ofertas de RR y terciaria deben unificarse, modificando el esquema para que los PM pueda con una sola oferta detallar si desean ser asignados en RR/terciaria/ambas. Será el OS el que gestione la información de la que dispone y optimice el uso de estas energías.

Debe decir:

Justificación: Muchos PM ofertan su flexibilidad a ambos mercados, RR y terciaria, sin embargo, esta energía, aunque aparece dos veces en las cuentas de REE realmente solo tienen un subyacente real. Unificar las ofertas daría a REE la foto real de las energías de regulación disponibles amén de que simplificaría tremendamente los procesos de los PM. Actualmente los horarios de publicación de los resultados de RR y la hora límite de actualización de ofertas de terciaria solo da a los sujetos 5 minutos para procesar las asignaciones de RR, distribuir esta energía entre sus ufi's, calcular la flexibilidad remanente, realizar una nueva oferta y enviar ésta a la plataforma de REE,

esta falta de tiempo da lugar a problemas operacionales o que simplemente los PM oferten únicamente energías parciales a los mercados de balance.

Esta modificación aporta los siguientes beneficios: Mayor visibilidad real de las energías de balance disponibles, simplicidad en los procesos de REE y eliminación de problemas operacionales de los PM por falta de tiempo

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Los tipos de oferta de las energías de balance de tipo RR y mFRR se han definido a nivel europeo en los marcos de aplicación de los proyectos TERRE (RR IF) y MARI (mFRR IF).

La posibilidad de establecer un buzón único para las distintas plataformas europeas está siendo analizado en el ámbito europeo. No obstante, en el grupo de trabajo de la Hoja de Ruta se analizará la posibilidad de que exista un buzón único para las ofertas de RR y terciaria.

---

## 5.2. Apdo. 10. Liquidación de las energías de balance del producto RR.

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 10. Liquidación de las energías de balance del producto RR.

Donde dice: En el segundo párrafo se indica

“Con carácter excepcional, algunas de las ofertas de energía activadas por la plataforma europea de energía RR podrán ser valoradas, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio al que ha sido ofertada dicha energía, debido a la aplicación de redondeos en el proceso de determinación del precio marginal, realizado por dicha plataforma. El precio de estas ofertas, activadas y valoradas al precio de la correspondiente oferta, diferirá del precio marginal de dicho periodo cuarto-horario, en un valor igual a la resolución que esté establecida para el precio de las ofertas”

Solicitamos aclaración a este punto y justificación de la utilización del precio de oferta en estos casos como solución a un problema de redondeo, además de a quién se le asigna el posible sobrecoste.

Debe decir:

Justificación: -

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Como consecuencia del proceso de redondeo aplicado durante el establecimiento del precio marginal de RR pueden existir ofertas activadas cuyo precio de oferta es 0,01 € menos competitivo que el precio marginal establecido por la plataforma europea de RR para ese QH. Como se indica, son situaciones muy excepcionales. Durante el año 2020 (periodo comprendido entre marzo, fecha en la que REE inicio la utilización de esta plataforma europea y diciembre) únicamente se han establecido estos redondeos en 7h. En el año 2021 solo se ha producido en 1h. Debido a que la tolerancia máxima del proceso de redondeo es 0,01€, la diferencia económica derivada de este es muy pequeña y es asumida por los sistemas eléctricos participantes en el proceso europeo de RR.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 10. Liquidación de las energías de balance del producto RR.

Donde dice: Con carácter provisional, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en 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.

Debe decir: Con carácter provisional, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en 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. Se realizará un control de seguimiento entre los datos de telemida y contadores para garantizar la validez de la misma, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación 9.2. En caso de no superar los niveles de validez indicados en el P.O. 9.2, el Operador del Sistema avisará al BSP y suspenderá la participación de dicha unidad de programación en los servicios de balance que requieran esa telemida hasta que se resuelva la discrepancia.

Justificación: Debe haber un control sobre la validez de los valores de telemida para no llevar a errores en el cálculo de los incumplimientos. En caso de diferencias significativas entre los datos integrados horarios de telemida y los contadores, debería poder ajustarse el cálculo del incumplimiento. Estos controles y validaciones de la calidad de la telemida deberán estar detallados en el P.O. 9.2 (en actual proceso de consulta), pero nuestra propuesta sería que si más del 10 % de las telemidas de las unidades físicas de una unidad de programación son inválidas o bien se producen fallos en las comunicaciones en más del 10% de los casos, debería suspenderse la participación de esa unidad de programación hasta que se volviera a estar dentro del rango de cumplimiento. Esto requeriría hacer un seguimiento diario y no a nivel mensual.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Parcialmente incorporado

Motivo: La propuesta del OS es que la validación de la calidad de la telemida tenga su penalización independientemente de la liquidación de los incumplimientos de los servicios de balance, ya que esta validación de la calidad de la telemida aplicaría a todas las instalaciones con obligación de disponer de telemida y no sólo a las proveedoras de servicios de balance. Los criterios de validación de la calidad de la telemida ya están incluidos en la propuesta de modificación del P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, cuya consulta pública del OS finalizó el 28/05/21.

En todo caso, el cálculo de la integral cuartohoraria se realizará siguiendo el mismo procedimiento establecido en el P.O. 9.2 para el cálculo de la integral horaria. Asimismo, en aquellas situaciones específicas de ausencia o mala calidad de la telemida, se ha añadido en este PO y en el 14.4 un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias igual al contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía

---

### 5.3. Apdo. 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

Donde dice: El operador del sistema deberá justificar posteriormente la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Debe decir: El operador del sistema deberá justificar la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En los casos en los que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia así lo requiera, el operador del sistema podrá liquidar a precios distintos de los calculados en aplicación de este apartado.

Justificación: Valoramos positivamente el mecanismo de salvaguarda propuesto. No obstante, tenemos dos propuestas de mejora.

Por un lado, proponemos que la aplicación del mecanismo de salvaguarda se comunique a los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes de su aplicación, no posteriormente.

Por otro lado, proponemos un añadido en el proceso, consistente en poder autorizar un cambio puntual en la metodología propuesta por parte de la CNMC, en coherencia con lo dispuesto en el apartado 6 del P.O. 3.9 Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado: "6. Liquidación a precios distintos de los de referencia. El OS podrá liquidar a precios distintos de los calculados en aplicación del apartado 5 cuando así se lo requiera la CNMC."

El objetivo de la petición de cambio es cubrir posibles casos en los que una reliquidación a partir de referencias de precio estándar esté desajustada. La casuística futura puede ser muy variada, por ejemplo, referencias de precios casi nulas, aunque la situación de operación no sea la misma.

Mismo comentario al apartado 9 del P.O. 14.4.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo:

Se mantiene la redacción actual propuesta al objeto de que el mecanismo de salvaguarda sea un proceso autónomo que no requiera comunicación o aprobación previa explícita por parte del regulador para así dotar de agilidad al proceso de liquidación correspondiente al producto RR y evitar la demora y perjuicio en los BRPs. No obstante, al igual que ocurre en el resto de procesos, si el regulador lo considera oportuno, esta liquidación podría ser objeto de revisión posterior.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

Donde dice: En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se calculará como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación en el último mes inmediato anterior.

Debe decir: En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se simulará con la escalera real de ofertas disponibles en el sistema eléctrico español para ese periodo concreto.

Justificación: Realizar la media aritmética no refleja el estado el sistema ni manda una señal de precios adecuada. Usando la media se podrían incluir periodos de alta tensión en los mercados y trasladar a un periodo de programación concreto situaciones pasadas que no coinciden con el estado del sistema. También es sencillo imaginarse la situación contraria en la que un sistema muy tensionado la casación de RR falle y finalmente se aplique un precio promedio mensual muy inferior al que debería haber sido a tenor de la propia coyuntura del mercado.

Independientemente de la aportación anterior, realizar medias aritméticas del precio no tiene sentido, pues no traslada el coste real de la energía y pondera de la misma forma periodos en los que el sistema no tiene tensión ninguna y resulta un precio bajo y periodos que por contra ha ocurrido lo contrario. En el caso que se use esta metodología, y con el objeto de trasladar correctamente el coste de las energías de regulación y su comportamiento promedio, se debe realizar una media ponderada y no aritmética de estas energías.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Tal y como se indica en el apartado 9.5 del P.O 3.3, no existe un mecanismo específico de respaldo a nivel nacional para el producto RR por lo que actualmente no es posible simular la escalera real de ofertas de RR de BSPs españoles.

El mecanismo de salvaguarda se aplicará en situaciones muy excepcionales. La determinación de precio propuesta en el P.O respecta el principio de marginalidad establecido para la fijación de precio de las energías de balance definido en el artículo 30 del Reglamento sobre Balance Eléctrico.

Adicionalmente, el mecanismo propuesto para la fijación del precio de aplicación para la liquidación de la energía de RR es sencillo, transparente y fácilmente comprobable por los BSPs.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

Donde dice: En el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá aplicar para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

Debe decir: En el caso de fallos informáticos de los sistemas de información que puedan afectar a los procesos de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, ocasionando con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá aplicar para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR

Justificación: Solicitamos aclaración sobre qué se entiende por anomalías de los sistemas de información. Consideramos que debe quedar explicitado que sólo se refiere a problemas técnicos del algoritmo, y no a casos que puedan deberse a falta de liquidez en los mercados.

Además, debería explicitarse qué se entiende por repercusión significativa, dándole un valor.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: En la Resolución de 14 de enero de 2021 por la que se modifica el P.O 3.3 la CNMC establece la conveniencia de establecer un mecanismo de salvaguarda en el caso de producirse anomalías en los sistemas informáticos. Tal y como se establece en esta misma Resolución, este mecanismo de salvaguarda podría aplicarse, entre otras, a anomalías similares a la ocurrida en la H12 del día 11 de diciembre de 2020. Sin embargo, no resulta posible identificar ex-ante todas las casuísticas que podrían derivar en la aplicación del mecanismo de salvaguarda.

No obstante, siempre que se aplique el mecanismo de salvaguarda, el operador del sistema deberá justificar posteriormente su aplicación ante los participantes

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: 11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

Donde dice: En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se calculará como el valor medio aritmético de los precios

marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación en el último mes inmediato anterior.

Debe decir: En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se calculará como el máximo precio a subir o el mínimo precio a bajar, según el sentido de la asignación, entre el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación en el último mes inmediato anterior y el precio de oferta.

Justificación: Se debiera establecer la condición que en la liquidación de las activaciones a subir se reciba como mínimo el precio de la última oferta activada del sistema español (y a la inversa a bajar). Ejemplo: Sea una oferta de venta a 50€ que ha sido activada, el precio RR que sale de la plataforma europea es 7000€. El OS decide aplicar este mecanismo de salvaguarda con el cálculo descrito y tras ese cálculo, el precio resultante son 40€. Por tanto, a efectos liquidatorios se habría activado una energía a un precio inferior que el precio de oferta.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: El mecanismo de salvaguarda se aplicará en situaciones muy excepcionales. La determinación de precio propuesta en el P.O respecta el principio de marginalidad establecido para la fijación de precio de las energías de balance definido en el artículo 30 del Reglamento sobre Balance Eléctrico. Adicionalmente, el mecanismo propuesto para la fijación del precio de aplicación para la liquidación de la energía de RR es sencillo, transparente y fácilmente comprobable por los BSPs

---

#### 5.4. Apdo. ANEXO I: Principales características del producto/oferta RR estándar.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: ANEXO I: Principales características del producto/oferta RR estándar.

Donde dice: Incluir en el PO las características (todas ellas) de las ofertas de RR e incluir el número de bloques aceptables para este tipo de energía. Esta modificación debería ir incluida en la tabla del anexo como un elemento extra y creemos conveniente aumentar el número de bloques a 30.

Debe decir:

Justificación: No aporta ninguna seguridad que la definición de como deben ser las ofertas venga detallado en el documento de intercambio de información de los PM a OS. Mencionado documento debería ser únicamente una guía técnica de como se deben de construir los procesos de intercambio de información y sin embargo detalla información funcional del mercado, es por ello necesario el que funcionamiento exacto del mercado (y como parte de el también esta el número de bloques de las ofertas) venga detallado en los PO's.

Adicionalmente el uso de únicamente de 10 bloques de oferta impide reflejar fielmente la flexibilidad de la demanda y por tanto limita sobremedida la forma en la que esta oferta a los mercados de balance. Esta limitación autoimpuesta por REE provoca que se deba agrupar la flexibilidad de la UP en bloques de energía en el que el precio de la oferta será el mas caro de las diferentes fuentes de flexibilidad incluidas en ese bloque, si se pudiese aumentar el número de bloques se podría repercutir de una manera mas fiel el coste real asociado a las energías de regulación y en término último rebajar el coste que el sistema paga por las energías de balance.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario. Tras el inicio de la programación QH, se incrementará el número de bloques máximos permitidos (40 bloques para cada UP, sentido y periodo horario), tal y como se ha informado a los BSPs en el Plan de Pruebas del proyecto de programación QH. Asimismo, la referencia al número máximo de bloques permitidos se incluirá en el PO 3.3.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: ANEXO I: Principales características del producto/oferta RR estándar.

Donde dice: Incluir las validaciones de la oferta como anexo, al igual que en el P.O. 7.3 de regulación terciaria

Debe decir:

Justificación: Es contraproducente que los PM deban interiorizar diferentes metodologías dentro de los PO's para entender el funcionamiento de las energías de regulación. Proponemos armonizar la forma de explicar el funcionamiento de cada uno de los mercados de balance a fin de no complicar innecesariamente la lectura de estos y para detallar, aún más, su funcionamiento.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se modifica el actual Anexo I para incluir la información referente a las validaciones de ofertas.

---

## 5.5. Apdo. Comentarios generales.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: No estamos de acuerdo con la catalogación de confidencial dada al Anexo II. Puede ser confidencial, en el contexto de la Metodología a la que se refiere el Anexo II, el precio de oferta enviado por REE a la Plataforma, pero deberían ser públicos los criterios y variables de entrada que se utilizan para calcularlo.

Debe decir:

Justificación: Esto es necesario para mantener la necesaria transparencia.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Tal y como se indica en la Resolución de 14 de enero de 2021 de la CNMC por la que se modifica el P.O 3.3 el "criterio de confidencialidad de esta metodología responde a minimizar el riesgo de que los requerimientos elásticos interfieran en la formación del precio en el mercado RR. Su publicidad podría provocar en la práctica la introducción de un límite de precio, al ser adoptado por los proveedores, que lo podrían reflejar en sus ofertas y ajustar sus estrategias en mercado".

---

## 6. P.O. 7.2. Regulación secundaria.

---

### 6.1. Apdo. 6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente.

---

Empresa: GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: Emilio Jesús Cortés Moral

Contenido: P.O. 7.2. Regulación secundaria



Apartado: 6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente.

Donde dice: De forma provisional y hasta que los mercados de energía sean cuartohorarios, se publicarán requerimientos de banda de secundaria iguales dentro de cada hora y se validará que las ofertas de los participantes del mercado son iguales en energía y precio para todos los periodos cuartohorarios de cada hora, con objeto de hacer viable su programación posterior.

Debe decir:

Justificación: La propuesta asegura la viabilidad de programación. Como alternativa a esta validación puede esperarse a que los mercados de energía sean cuartohorarios para realizar ofertas de banda cuartohorarias, manteniéndolas horarias hasta entonces.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario y se incluye en el PO el texto propuesto.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 7.2. Regulación secundaria

Apartado: 6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente.

Donde dice: En el webinar de la consulta se trató ampliamente el caso en el que, aunque los requerimientos sean horarios, pueda suceder que la asignación arroje precios distintos dentro de la hora.

Por nuestro lado preferimos no incorporar ningún tipo de validación en las ofertas, si no poder usar los cambios de programa BRP (internos y externos) para estos fines, y con más antelación y flexibilidad de la que está permitido actualmente.

También creemos que sería bueno implantar lo antes posible la recepción de una señal actualizada en tiempo real con el programa de intercambio en potencia a seguir para la zona de regulación o unidades de programación, con el fin de que los BSP tengan una visión muy ajustada de su posición en tiempo real, más importante si cabe con el paso a programación cuarto-horaria.

Por último, planteamos introducir mecanismos de transferencia de banda en ciertas circunstancias, revisando las condiciones establecidas en la Resolución por la que se concede una exención para no permitir a los proveedores de servicios de balance transferir sus obligaciones de proporcionar banda de regulación secundaria, conforme a lo dispuesto en el artículo 34, apartado 1, del reglamento (UE) 2017/2195, de la comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, de 10 de octubre de 2019.

Debe decir:

Justificación: Todas nuestras propuestas van encaminadas a hacer más robusta la señal de precio de la banda y más eficiente el proceso en general, no obligando a los participantes en el mercado a pasar por los mercados organizados para ajustes que no deberían influir en la señal de precios.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Se va a establecer una validación para garantizar que los bloques de oferta de periodos QH de la misma hora son iguales. Una vez que en los mercados de energía se permita la negociación en periodos cuarto-horarios, se levantaría esta validación. Se recogerá explícitamente en el procedimiento de operación.

Respecto a la publicación de una señal en potencia de la zona de regulación, se está abordando este concepto dentro del proyecto SRS (Sistema de Regulación Secundaria) y podría ser implementado en futuros desarrollos del sistema.

En relación con las transferencias de banda de regulación secundaria, está previsto que la provisión de la banda se realizará en portfolio a nivel BSP de aFRR y por lo tanto, entendemos que se reduce la necesidad de transferencia

de obligaciones entre unidades de programación de un mismo BSP. No obstante, os emplazamos también a plantear este comentario más adelante, en la revisión del servicio de regulación secundaria de cara a la implantación del SRS y de la posterior conexión a PICASSO.

---

## 6.2. Apdo. 8. Liquidación del servicio.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.2. Regulación secundaria

Apartado: 8. Liquidación del servicio.

Donde dice: En el apartado 8.3 se indica:

“El precio de la energía de regulación secundaria se calculará:

- A partir del punto correspondiente a la última asignación de regulación terciaria realizada a subir o a bajar, en caso de que exista asignación previa de regulación terciaria en dicho periodo de programación cuarto horario en el mismo sentido que el de la energía neta de regulación secundaria.”

Entendemos que en el caso de haya habido activaciones directas en QH-1, en la escalera del QH se entraría no sólo con las activaciones programadas y directas asignadas en el mismo QH, sino también con las directas asignadas en QH-1. Sería conveniente aclararlo en el párrafo.

Debe decir:

Justificación: La redacción propuesta es confusa.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: A diferencia de la determinación diferenciada del precio de la energía de regulación terciaria en los periodos (QH0 y QH1) en el caso de activaciones directas (aplicación de las fórmulas de máximos y mínimos propuestas en el PO 7.3), para la determinación del precio de la energía de regulación secundaria sólo está previsto considerar la escalera de regulación terciaria de un determinado QH, teniendo en cuenta las activaciones programadas para ese QH y las activaciones directas iniciadas en dicho QH (no se tendría en cuenta, por tanto, activaciones iniciadas en el QH anterior, realizadas en una escalera de terciaria diferente). En esta situación, precios de energía de regulación terciaria para un QH determinado, activados en el QH anterior, podrían ser superiores a subir/ inferiores a bajar que el precio de la regulación secundaria del QH.

Esta situación transitoria se mantendría hasta la implantación del Servicio de Regulación del Sistema en los plazos indicados en la Hoja de Ruta del MIE, que prevé la determinación del precio de regulación secundaria mediante un mecanismo marginal basado en ofertas de energía de regulación secundaria.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 7.2. Regulación secundaria

Apartado: 8. Liquidación del servicio.

Donde dice: Entendiendo que el uso de la escalera terciaria es transitorio hasta que avance el proyecto de SRS, proponemos introducir una salvaguarda en la formación de precios de energía secundaria a subir/bajar para evitar precios por debajo/encima del mayor/menor precio en cada periodo cuarto-horario.

Debe decir:

Justificación: Aunque en otro contexto, esta propuesta va en línea con lo solicitado la CNMC en su Resolución por la que se aprueba la adaptación de determinados procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas de balance de reservas de sustitución (RR) y de compensación de desvíos (IN), de 17 de diciembre de 2019.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: A diferencia de la determinación diferenciada del precio de la energía de regulación terciaria en los periodos (QH0 y QH1) en el caso de activaciones directas (aplicación de las fórmulas de máximos y mínimos propuestas en el PO 7.3), para la determinación del precio de la energía de regulación secundaria sólo está previsto considerar la escalera de regulación terciaria de un determinado QH, teniendo en cuenta las activaciones programadas para ese QH y las activaciones directas iniciadas en dicho QH (no se tendría en cuenta, por tanto, activaciones iniciadas en el QH anterior, realizadas en una escalera de terciaria diferente). En esta situación, precios de energía de regulación terciaria para un QH determinado, activados en el QH anterior, podrían ser superiores a subir/ inferiores a bajar que el precio de la regulación secundaria del QH.

Esta situación transitoria se mantendría hasta la implantación del Servicio de Regulación del Sistema en los plazos indicados en la Hoja de Ruta del MIE, que prevé la determinación del precio de regulación secundaria mediante un mecanismo marginal basado en ofertas de energía de regulación secundaria.

---

### 6.3. Apdo. Comentarios generales.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.2. Regulación secundaria

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Como comentario general, consideramos que el mercado de banda de regulación secundaria debería mantenerse horario mientras que los mercados intradiarios no permitan gestionar reprogramaciones cuarto horarias. De no ser así, los agentes no podríamos garantizar la prestación adecuada de los compromisos derivados de este mercado.

Si, por algún motivo, dicha petición no pudiera ser aceptada, del mismo modo que REE ha afirmado en el webinar celebrado el pasado martes 13 de Abril que publicará las necesidades iguales en los cuartos de hora de una misma hora (compromiso que debería quedar recogido explícitamente), se rechacen ofertas de los agentes que propongan bloques diferentes entre los cuartos de hora de una misma hora. Como propuesta alternativa (y mucho más segura y sencilla de implementar), se sugiere una solución similar a la propuesta para la resolución de restricciones del mercado diario, consistente en mantener el envío de ofertas horarias y publicación de las asignaciones con granularidad horaria y cuarto-horaria.

Debe decir:

Justificación: -

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se va a establecer una validación para garantizar que los bloques de oferta de periodos QH de la misma hora son iguales. Una vez que en los mercados de energía se permita la negociación en periodos cuarto-horarios, se levantaría esta validación. Se recogerá explícitamente en el procedimiento de operación.

---

## 7. P.O. 7.3. Regulación terciaria.

---

### 7.1. Apdo. 6. Ofertas de regulación terciaria.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: 6. Ofertas de regulación terciaria.

Donde dice: Se solicita la eliminación de la obligación de envío de ofertas de terciaria por la potencia disponible tanto a subir como a bajar y de las indisponibilidades para las UPs de demanda.

Debe decir:

Justificación: Las instalaciones consumidoras no están plenamente dedicadas a ofertar en los mercados eléctricos como la generación por lo que están sujetas a cambios de producción en sus líneas que hace poco viable mantener una continua información de la disponibilidad y de la potencia máxima disponible a REE. Además sería necesario definir con claridad qué significa la potencia máxima disponible para una instalación de demanda que no está siempre produciendo al 100% de su capacidad por razones de demanda de su producto, organización de la producción, etc.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: En la definición de oferta de regulación secundaria ya se contempla que debe ofertarse la variación máxima de potencia que se puede ofrecer en un tiempo máximo de 15 minutos, teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones y en su caso, de su fuente de energía primaria, por lo que en ningún caso se está obligando a instalaciones consumidoras a modificar su proceso productivo habitual para cumplir con la obligación de presentar oferta de regulación terciaria.

---

### 7.2. Apdo. 8. Mecanismo excepcional de resolución.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: 8. Mecanismo excepcional de resolución.

Donde dice: Este mecanismo excepcional será también aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido su utilización.

Debe decir: Eliminar este párrafo.

Justificación: El PO 7.3 obliga a ofertar todos los recursos disponibles y es responsabilidad del SM realizarlo. Estimamos que el TSO no puede conocer cuál es el recurso primario disponible en cada momento que condiciona la oferta en magnitudes eléctricas de cada UP, por lo que no puede inferir de forma fiable cuál es la disponibilidad máxima de cada una de ellas.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Entendemos que, sin necesidad de este párrafo, los supuestos de aplicación contemplados en este apartado respecto al mecanismo excepcional de resolución cubren la posibilidad de que el OS, en situaciones excepcionales, pueda movilizar todos los recursos de regulación terciaria a su disposición.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: 8. Mecanismo excepcional de resolución.

Donde dice: La propuesta incluye el siguiente párrafo final: "Este mecanismo excepcional será también aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido su utilización."

En este sentido, recordamos la conveniencia de implantar un mercado de reserva (capacidad) para la regulación terciaria.

Debe decir:

Justificación: Podría abordarse en la próxima revisión de Condiciones de balance.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado.

Motivo: Este comentario queda fuera del alcance de esta consulta, focalizada en la implantación de los cambios requeridos para la adaptación al proceso de Programación cuarto horaria de los mercados actualmente existentes. La implantación de un mercado de reserva de regulación terciaria requiere previamente la revisión de las condiciones relativas al balance del sistema eléctrico peninsular español.

---

### 7.3. Apdo. 9. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real.

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: 9. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real.

Donde dice: "El OS comprobará el cumplimiento de la regulación terciaria asignada mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

Debe decir: El OS comprobará el cumplimiento de la regulación terciaria asignada mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación, tanto en términos de variación de la potencia como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

Justificación: Del texto propuesto se podría deducir que el cumplimiento de la terciaria exige una respuesta en escalón cuando lo que se debe cumplir es el FAT de 15 minutos.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario y se incluye mejora la redacción propuesta

---

### 7.4. Apdo. 10. Liquidación de la provisión del servicio.

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: 10. Liquidación de la provisión del servicio.

Donde dice: Con carácter provisional, la telemedida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en 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.

Debe decir: Con carácter provisional, la telemedida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en 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. Se realizará un control de seguimiento entre los datos de telemedida y contadores para garantizar la validez de la misma, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación 9.2. En caso de no superar los niveles de validez indicados en el P.O. 9.2, el Operador del Sistema avisará al BSP y suspenderá la participación de dicha unidad de programación en los servicios de balance que requieran esa telemedida hasta que se resuelva la discrepancia.

Justificación: Debe haber un control sobre la validez de los valores de telemedida para no llevar a errores en el cálculo de los incumplimientos. En caso de diferencias significativas entre los datos integrados horarios de telemedida y los contadores, debería poder ajustarse el cálculo del incumplimiento. Estos controles y validaciones de la calidad de la telemedida deberán estar detallados en el P.O. 9.2 (en actual proceso de consulta), pero nuestra propuesta sería que si más del 10 % de las telemedidas de las unidades físicas de una unidad de programación son inválidas o bien se producen fallos en las comunicaciones en más del 10% de los casos, debería suspenderse la participación de esa unidad de programación hasta que se volviera a estar dentro del rango de cumplimiento. Esto requeriría hacer un seguimiento diario y no a nivel mensual

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Parcialmente incorporado

Motivo: La propuesta del OS es que la validación de la calidad de la telemedida tenga su penalización independientemente de la liquidación de los incumplimientos de los servicios de balance, ya que esta validación de la calidad de la telemedida aplicaría a todas las instalaciones con obligación de disponer de telemedida y no sólo a las proveedoras de servicios de balance. Los criterios de validación de la calidad de la telemedida ya están incluidos en la propuesta de modificación del P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, cuya consulta pública del OS finalizó el 28/05/21.

En todo caso, el cálculo de la integral cuartohoraria se realizará siguiendo el mismo procedimiento establecido en el P.O. 9.2 para el cálculo de la integral horaria. Asimismo, en aquellas situaciones específicas de ausencia o mala calidad de la telemedida, se ha añadido en este PO y en el 14.4 un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias igual al contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía.

---

## 7.5. Apdo. ANEXO I: Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria.

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: ANEXO I: Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria.

Donde dice: Permitir más de 10 bloques, al menos 30 a bajar y a subir

Debe decir:

Justificación: Al igual que se ha indicado en el comentario para el PO 3.3, La demanda actúa en forma discreta con bloques indivisibles y diferentes precios. Cada unidad física potencialmente puede tener al menos un bloque con diferente potencia y precio, si solo existe una UP, solo podríamos reflejar la casuística de 10 unidades físicas bajo esa UP

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario y se amplía el número de bloques a 30 bloques permitidos en total, a subir más a bajar.

---

## 7.6. Apdo. ANEXO II: Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: ANEXO II: Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria.

Donde dice: En caso de que una determinada activación directa se produzca en el mismo sentido que una asignación anterior (programada o directa), se realizará la asignación en la correspondiente escalera desde el punto en el que quedó en la asignación previa, teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado.

Debe decir: En caso de que una determinada activación directa se produzca en el mismo sentido que una asignación anterior (programada o directa), se realizará la asignación en la correspondiente escalera desde el punto en el que quedó en la asignación previa, teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado.

En el caso de que en anteriores asignaciones se hubiera rechazado algún bloque indivisible o divisible con potencia mínima mayor que cero por coincidir con el punto de corte, estos bloques volverán a formar parte de la escalera.

Justificación: Si un bloque indivisible o divisible ha sido rechazado por no cumplir con el requerimiento inicial, debe ser el punto de partida de la escalera para las activaciones directas (siempre y cuando se haya marcado como que está disponible para una activación directa en el .xml de oferta).

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario y se incluye mejora la redacción propuesta.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: ANEXO II: Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria.

Donde dice: El algoritmo realiza asignaciones de duración igual o superior a un periodo de programación cuarto horario

Debe decir: El proceso de asignación abarca un único y determinado periodo de programación.

El algoritmo realiza asignaciones de duración igual o superior a un periodo de programación cuarto horario

Justificación: Las asignaciones por activaciones directas abarcan dos periodos consecutivos de programación. Sin embargo, el proceso de asignación y resolución del algoritmo sí abarca solamente un periodo de programación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Parcialmente incorporado

Motivo: Se incluye mejora la redacción propuesta

---

## 7.7. Apdo. Comentarios generales.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 7.3. Regulación terciaria

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Queremos confirmar si se mantiene la obligación de ofertar toda la potencia disponible, o si, al no incluirse decimales, la obligación aplica solo a valores truncados, sin decimales. Este tema surge cuando se encuentra la unidad cercana a su mínimo técnico o a su potencia máxima. Creemos que sería conveniente explicitar esta circunstancia en el procedimiento: Se considerará cumplida la obligación de oferta de toda la potencia disponible si la misma alcanza un límite físico con +/- 1 MW

Debe decir:

Justificación: Solicitud de aclaración

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: Es responsabilidad de cada PM proveedor del servicio de regulación terciaria presentar ofertas de regulación terciaria, siempre teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria. Dado que muchas de estas variables no son conocidas por el operador del sistema, no es posible aplicar un control cuantitativo preciso de esta obligación.

---

## 8. P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación.

---

### 8.1. Apdo. ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación

Apartado: ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

Donde dice: Apartado 1.6. Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores horarios de:

Debe decir: Apartado 1.6. Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores de:

Justificación: No procede la calificación horaria.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo:

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil



Contenido: P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación

Apartado: ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

Donde dice: Creemos necesario especificar, para cada tipo de información pública a comunicar por el OS, si se publicará como fichero que hay que descargar o directamente en la Web pública de esios.

Debe decir:

Justificación: Necesario para facilitar procesos.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: No se incorpora el comentario puesto que, de hacerlo, cualquier modificación en el modo de publicación obligaría a la revisión del PO y la solicitud aplica a detalles informativos o de ayuda, no a detalles regulatorios. Toda la información de carácter no confidencial se publica a través de la web pública del OS, las publicaciones específicas respetando los contenidos en plazos y agrupaciones marcados por la normativa se facilitan en los ficheros I3DIA, IMES e I90DIA.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación

Apartado: ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

Donde dice: Curva agregada anonimizada de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR.

Debe decir: Curva agregada anonimizada de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR. Las ofertas asignadas y si han sido utilizadas para satisfacer necesidades o para control de flujo serán públicas.

Justificación: Información necesaria para el correcto funcionamiento del mercado.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: No incorporado

Motivo: La información solicitada ya se publica actualmente. Por un lado, se publica la curva agregada anonimizada de ofertas. Por otro lado, se publica de manera agregada el volumen de energía asignada en el sistema eléctrico español, de manera separada para el volumen asignado por motivos de balance o por control de flujo. Además, en el fichero I90DIA el OS pone a disposición de todos los participantes del mercado toda la información de detalle (UP) indicando volumen asignado, precio y tipo de redespacho.

---

Empresa: IBERDROLA GENERACION ESPAÑA, S. A.

Actividad: Centro de control, Comercializador, Representante con actividad en el Mercado Eléctrico y/o Despachos no peninsulares

Autor: M DOLORES RAMOS GONZALEZ

Contenido: P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación

Apartado: ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

Donde dice: Apartado 1.9 (Programas de generación y consumo)

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación, con resolución horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía (diario e intradiario) que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuarto-horarios:...

Debe decir: .al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuarto-horarios:...

Justificación: Creemos que es conveniente no limitar el texto de antemano, ya que existe la posibilidad de que la resolución de negociación en el mercado intradiario continuo pase a cuarto-horario antes que el diario. Proponemos cambios de redacción en consonancia con el apartado 3 del P.O. 3.1.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se modifica la redacción para cubrir la situación de que el inicio de la negociación de productos de 15 minutos no se realice de manera armonizada para los horizontes de diario e intradiario.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación

Apartado: ANEXO I: Intercambios de información del proceso de programación.

Donde dice: Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.

Debe decir: Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado y a disposición de los GRDs antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.

Justificación: El ámbito del P.O. se ha ampliado para incluir a los GRD, que necesitan tener acceso a esta información con el fin de garantizar la fiabilidad del sistema y la calidad del suministro.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: Incorporado

Motivo: Se acepta el comentario. Explicitar "mercado diario e intradiario" en el texto tenía un afán explicativo, no restrictivo, ya que, efectivamente, el paso a negociación de productos cuarto-horarios de cualquiera de los mercados de energía sería condición suficiente. Para evitar interpretaciones como las indicadas en el comentario, se acepta la redacción propuesta.

---

## 9. P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

---

### 9.1. Apdo. 5. Energía de balance del producto RR.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 5. Energía de balance del producto RR.

Donde dice: En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor PMRR será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

Debe decir: Eliminar.

Justificación: En el PO 3.3 ya viene explicado este cálculo. No debería duplicarse. Por coherencia con el resto de PO (7.2 y 7.3) debería aparecer sólo en el PO 3.3.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO.

Motivo: El procedimiento de operación 14.4 de la liquidación de los servicios de ajuste del sistema debe incluir los derechos de cobro y obligaciones de pago de todos los servicios de ajuste que liquida el operador del sistema. Además, esto es coherente con la liquidación de la regulación secundaria y terciaria, que aparece tanto en los correspondientes procedimientos 7.2 y 7.3 como en el PO 14.4.

---

## 9.2. Apdo. 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: Habría que añadir la elevación a BC en la integración de la telemida o en la propia medida cuartohoraria en el caso de la demanda. Esta elevación a BC debería ser realizada por REE y los coeficientes Kestimado de corrección de pérdidas que estén publicados en el momento de la realización de la oferta de RR y/o terciaria deberían mantenerse para la aplicación y liquidación del servicio.

Debe decir:

Justificación: En el caso de la demanda entendemos que las ofertas de RR y terciaria deben enviarse en Barra de Central y así mismo sucedería con las asignaciones que se devuelven por parte de REE, hasta aquí igual que la generación. Sin embargo, para la vigilancia del cumplimiento de la asignación se propone el uso de la medida cuartohoraria, o la integración de la telemida de potencia activa en TR mientras la medida cuartohoraria no está disponible, siendo esta medida de forma natural en PF. Pensamos que habría que añadir la elevación a BC en la integración de la telemida o en la propia medida cuartohoraria en el caso de la demanda. Esta elevación a BC debería ser realizada por REE y los coeficientes Kestimado de corrección de pérdidas que estén publicados en el momento de la realización de la oferta de RR y/o terciaria deberían mantenerse para la aplicación y liquidación del servicio.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: PARCIALMENTE INCORPORADO

Motivo: Se añade un Anexo IV donde se propone que los participantes envíen el desglose por peaje de acceso y el OS eleve a BC en base a dicho desglose, con los coeficientes de pérdidas (estimados o reales) disponibles en el momento de la liquidación.

---

Empresa: FORTIA ENERGIA, S.L.

Actividad: Comercializador

Autor: Eduardo Rivas

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: REE debe añadir a sus procesos asociados a la verificación del incumplimiento de las asignaciones de energías de balance las diferentes metodologías de conexión de los CUPS a la red eléctrica.

Debe decir:

Justificación: En la demanda es bastante frecuente que una única unidad física (un CUPS) tenga más de un contador y que la medida real se obtenga como suma de varios de ellos, configuraciones especiales, e incluso con alguna fórmula de agregación diferente a la suma, algo legal y verificado por los distribuidores. Dado que de los propios contadores se pueden sacar las variables a enviar en TR al centro de control para poder prestar servicios de balance, solicitamos que REE integre estas posibles configuraciones especiales para realizar el seguimiento del incumplimiento.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La metodología de cálculo de la medida cuartohoraria como integral del valor de la telemedida de potencia activa y en particular, el cálculo en puntos de medida con una configuración especial es la misma que la utilizada para la validación de la telemedida a nivel horario en la propuesta de modificación del PO 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, que ha estado en fase de consulta pública hasta el 28/05/21.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente.

Debe decir: Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida en los puntos frontera se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente.

Justificación: Las medidas deben elevarse a barras de central. En el caso de la generación la medida sería por tanto MBCu, pero para la demanda debe ser  $MBC = MPFC + \text{pérdidas}$ . La enmienda propuesta pretende resolver este punto.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: INCORPORADO

Motivo: El OS comparte la opinión de este participante sobre la necesidad de elevar a BC la telemedida de la demanda; se añade el Anexo IV con el mecanismo propuesto para elevar a barras de central esta medida.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: En relación al redactado:

"Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente"

que aparece en los putos 8.1 y 8.2, es necesario aclarar el origen de la telemedida de potencia activa en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución. También se deben poner a disposición de los sujetos de mercado las telemedidas que se empleen para liquidar. Por último, y con la máxima premura, se debe indicar en qué ficheros, con qué nombre y con qué formato se publicarán dichas telemedidas.

Debe decir:

Justificación: En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, existen puntos frontera que no disponen de telemedida por no ser un requisito del actual intercambio de información en tiempo real. Es necesario que los sujetos de mercado dispongan de las telemedidas que se empleen para liquidar para poder reproducir el cálculo de los incumplimientos. Esto aplica tanto a las que se usen para liquidar los incumplimientos de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria como a la liquidación de la solución de restricciones técnicas. Es preciso disponer de nombres de ficheros y formatos a fin de proceder a la necesaria actualización de los sistemas.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La metodología de cálculo de la medida cuartohoraria como integral del valor de la telemida de potencia activa y en particular, en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, es la misma que la utilizada para la validación de la telemida a nivel horario en la propuesta de modificación del PO 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, que ha estado en fase de consulta pública hasta el 28/05/21.

Por otra parte, al igual que ocurre actualmente con la medida de contador horaria, la medida cuartohoraria necesaria para la comprobación de la liquidación se publicará a los participantes a través del concentrador principal. El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes el nombre y formato de los ficheros a través de los canales habituales con la máxima antelación posible.

En cualquier caso, conviene aclarar que la telemida se debe remitir siempre a través del centro de control de generación y demanda, ya sea directamente al OS o a través del centro de control del distribuidor, cuando resulte admisible según la normativa vigente. Por lo tanto, los participantes en el mercado siempre podrán acceder a la información de telemidas de las instalaciones que representen.

En cuanto a las instalaciones con varias fronteras, el PO 9.2 vigente ya requiere telemidas en todos los puntos frontera con la red de transporte. En lo relativo a la red de distribución dichas telemidas pueden resultar necesarias para prestar correctamente los servicios.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: MBC u, = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s. Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente.

Debe decir: MBC u, = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s. Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente. En caso de que a nivel horario haya una diferencia entre contadores y telemida superior al 5%, deberá aplicarse una corrección en la telemida de forma que ambos valores sean coherentes. En caso de ausencia de telemida por fallos en las comunicaciones, se considerará como valor el 25% de la medida horaria del contador.

Justificación: Debe haber un control y seguimiento de ambos valores, telemida y contador para evitar cálculos erróneos de incumplimientos. En cualquier caso, deberá distinguirse entre los problemas en la calidad de la telemida, especialmente en valores bajos de carga, respecto a la ausencia o invalidez de la misma por ausencia de comunicaciones con la unidad física.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: PARCIALMENTE INCORPORADO

Motivo: La validación de la calidad de la telemida de potencia activa aplica a todas las instalaciones (no sólo a las proveedoras de servicios de balance) y es un proceso independiente de la verificación del cumplimiento de las energías de balance; los criterios de validación están incluidos en la propuesta de modificación del PO 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

El cálculo de la integral cuartohoraria se realizará siguiendo el mismo procedimiento establecido en el PO 9.2 para el cálculo de la integral horaria, considerándose para la verificación del cumplimiento de las energías de balance todas las integrales cuartohorarias, independientemente de la calidad de la telemedida.

En caso de ausencia o mala calidad de la telemedida, se añade un párrafo para establecer un proceso de comunicación de incidencias igual al establecido en el PO 10.5 sobre incidencias de medida de energía. En cualquier caso y con independencia del procedimiento anterior, resultarán de aplicación las penalizaciones que se establezcan conforme a la propuesta de PO 9.2 en casos de incumplimientos asociados a la calidad de la telemedida.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

Donde dice: En lo relativo al texto, incluido en los puntos 8.1 y 8.2,

"MBC u, = medida en barras de central, según se establece en el Anexo III, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BSP s. Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente."

Solicitamos que para las Zonas de Regulación se utilice la integración de la telemedida de PGN (Total generación de Zona) y en el caso de UP fuera de Zona, se utilice una telemedida agregada que proporcione el Agente. En caso de que el Agente no proporcione esta medida, REE calculará el total de la UP como suma de las telemedidas de las Unidades Físicas que la componen. Este procedimiento debería añadirse explícitamente en el redactado del P.O.

Debe decir:

Justificación: No está claro qué telemedidas del potencia activa se van a utilizar. Los puntos frontera para el cierre de contadores están claramente determinados para cada UP. Y no siempre existe una telemedida para cada uno de esos puntos frontera.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO.

Motivo: Según se recoge en el PO 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, la recepción de telemedida se realizará por instalación o agrupación. A efectos de la verificación del cumplimiento de los mercados de balance de las zonas de regulación, el operador del sistema calculará la energía de cada UP, agregando la telemedida de todas las instalaciones que formen parte de la UP, y luego sumando la medida de todas las unidades que integran la zona de regulación.

---

### 9.3. Apdo. 9. Liquidación en caso de anomalías en los sistemas de información.

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 9. Liquidación en caso de anomalías en los sistemas de información.

Donde dice: La totalidad el apartado.

Debe decir: Eliminar.

Justificación: En el PO 3.3 ya viene explicado este cálculo. No debería duplicarse. Por coherencia con el resto de PO (7.2 y 7.3) debería aparecer sólo en el PO 3.3.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: El procedimiento de operación 14.4 de la liquidación de los servicios de ajuste del sistema debe incluir los derechos de cobro y obligaciones de pago de todos los servicios de ajuste que liquida el operador del sistema. Además, esto es coherente con la liquidación de la regulación secundaria y terciaria, que aparece tanto en los correspondientes procedimientos 7.2 y 7.3 como en el PO 14.4.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 9. Liquidación en caso de anomalías en los sistemas de información.

Donde dice: En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

Debe decir: En caso de fallos informáticos de los sistemas de información que puedan afectar a los procesos de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

Justificación: Solicitamos aclaración sobre qué se entiende por anomalías de los sistemas de información. Consideramos que debe quedar explicitado que sólo se refiere a problemas técnicos del algoritmo, y no a casos que puedan deberse a falta de liquidez en los mercados.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: En la Resolución de 14 de enero de 2021 por la que se modifica el P.O 3.3 la CNMC establece la conveniencia de establecer un mecanismo de salvaguarda en el caso de producirse anomalías en los sistemas informáticos. Tal y como se establece en esta misma Resolución, este mecanismo de salvaguarda podría aplicarse, entre otras, a anomalías similares a la ocurrida en la H12 del día 11 de diciembre de 2020. Sin embargo, no resulta posible identificar ex-ante todas las casuísticas que podrían derivar en la aplicación del mecanismo de salvaguarda.

No obstante, siempre que se aplique el mecanismo de salvaguarda, el operador del sistema deberá justificar posteriormente su aplicación ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

---

#### **9.4. Apdo. 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).**

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Donde dice: Incluir un apartado para la compensación de solicitudes de arranques por Restricciones Tiempo Real que posteriormente fueron anuladas, según se establece en la "Propuesta del Operador del Sistema de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español", actualmente bajo consulta.

Nuestra propuesta es que en caso de anularse el redespacho, el grupo obtenga unos ingresos que sean proporcionales a su arranque y a los minutos que haya estado el redespacho en activo (que se retribuya la parte del arranque que se haya efectuado).

Debe decir:

Justificación: Completitud y coherencia de la regulación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La consideración de compensaciones a la modificación de limitaciones se abordarán tras la aprobación de las Condiciones de Servicios de No Frecuencia y Otros Servicios.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Donde dice: En relación al redactado:

"Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente"

es necesario aclarar el origen de la telemida de potencia activa en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución. También se deben poner a disposición de los sujetos de mercado las telemidas que se empleen para liquidar. Por último, y con la máxima premura, se debe indicar en qué ficheros, con qué nombre y con qué formato se publicarán dichas telemidas.

Debe decir:

Justificación: En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, existen puntos frontera que no disponen de telemida por no ser un requisito del actual intercambio de información en tiempo real. Es necesario que los sujetos de mercado dispongan de las telemidas que se empleen para liquidar para poder reproducir el cálculo de los incumplimientos. Esto aplica tanto a las que se usen para liquidar los incumplimientos de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria como a la liquidación de la solución de restricciones técnicas. Es preciso disponer de nombres de ficheros y formatos a fin de proceder a la necesaria actualización de los sistemas.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO.

Motivo: La metodología de cálculo de la medida cuartohoraria como integral del valor de la telemida de potencia activa y en particular, en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, es la misma que la utilizada para la validación de la telemida en la propuesta de modificación del P.O. 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, que ha estado en fase de consulta pública hasta el 28/05/21.

Por otra parte, al igual que ocurre actualmente con la medida de contador horaria, la medida cuartohoraria necesaria para la comprobación de la liquidación se publicará a los participantes a través del concentrador principal. El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes el nombre y formato de los ficheros a través de los canales habituales con la máxima antelación posible.

En cualquier caso, conviene aclarar que la telemida se debe remitir siempre a través del centro de control de generación y demanda, ya sea directamente al OS o a través del centro de control del distribuidor, cuando resulte admisible según la normativa vigente. Por lo tanto, los participantes en el mercado siempre podrán acceder a la información de telemidas de las instalaciones que representen.



En cuanto a las instalaciones con varias fronteras, el PO 9.2 vigente ya requiere telemidas en todos los puntos frontera con la red de transporte. En lo relativo a la red de distribución dichas telemidas pueden resultar necesarias para prestar correctamente los servicios.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Donde dice: En relación al redactado

"MBC = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo III. Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente."

Solicitamos aclaración o confirmación de que la telemida empleada para la justificación del incumplimiento será a nivel de UPR o incluso a nivel de turbina en el caso de los ciclos combinados.

Debe decir:

Justificación: Necesario para la correcta operación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO.

Motivo: La medida para la liquidación siempre es a nivel de UP. Sólo para la verificación del cumplimiento en el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisan comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina, tal y como establece la redacción del PO vigente. El uso de la telemida en lugar de la medida mientras no se dispone de medida de contador cuartohorario no introduce ningún cambio respecto a lo establecido en el PO vigente relativo al uso de la medida por UP, por lo que no se considera procedente modificar el texto.

---

Empresa: EDP ESPAÑA, S.A.

Actividad: Centro de control, Generador

Autor: Lucía Calvo Gonzalez

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Donde dice: Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente al menos hasta que se introduzcan productos cuartohorarios en los mercados de energía, diario e intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. En ese caso, mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente

Debe decir: Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente al menos hasta que se introduzcan productos cuartohorarios en los mercados de energía, diario e intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. En ese caso, mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario

correspondiente. En caso de que a nivel horario haya una diferencia entre contadores y telemedida superior al 5%, deberá aplicarse una corrección en la telemedida de forma que ambos valores sean coherentes.

Justificación: Debe haber un control y seguimiento de ambos valores, telemedida y contador para evitar cálculos erróneos de incumplimientos.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: PARCIALMENTE INCORPORADO.

Motivo: La validación de la telemedida de potencia activa aplica a todas las instalaciones (no sólo a las proveedoras de servicios de balance) y es un proceso independiente de la verificación del cumplimiento de las energías de balance; los criterios de validación ya están incluidos en la propuesta de modificación del PO 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

El cálculo de la integral cuartohoraria se realizará siguiendo el mismo procedimiento establecido en el PO 9.2 para el cálculo de la integral horaria, considerándose para la verificación del cumplimiento de las energías de balance todas las integrales cuartohorarias, independientemente de la calidad de la telemedida.

En caso de ausencia o mala calidad de la telemedida, se añade un párrafo para establecer un proceso de comunicación de incidencias igual al establecido en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía. En cualquier caso y con independencia del procedimiento anterior, resultarán de aplicación las penalizaciones que se establezcan conforme a la propuesta de P.O. 9.2 en casos de incumplimientos asociados a la calidad de la telemedida.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Donde dice: Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente al menos hasta que se introduzcan productos cuartohorarios en los mercados de energía, diario e intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. En ese caso, mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente.

Debe decir: Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente al menos hasta que se introduzcan productos cuartohorarios en los mercados de energía, diario e intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. En ese caso, mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, se empleará la telemedida horaria.

Justificación: En el primer párrafo de la propuesta del OS se habla de "medida" entendiendo como tal la medida de contador mientras que en el segundo párrafo habla de la "integral del valor de la telemedida". Pero si las restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no exista medida cuartohoraria, no se entiende la razón por la cual no se continúa usando la medida horaria y no "la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente". Por favor, se ruega modificación o aclaración.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: PARCIALMENTE INCORPORADO

Motivo: De acuerdo con la propuesta de modificación del PO 3.2 de restricciones técnicas para su adaptación a la programación QH, los redespachos por restricciones del PDBF tendrán el mismo valor de energía y precio en todos los periodos de programación cuartohorarios de la misma hora al menos, hasta que se introduzcan productos cuartohorarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. Por este motivo, durante este periodo, la verificación del cumplimiento se realizará horariamente, utilizando la medida de contador, tal y como se hace actualmente. Cuando el valor de la energía asignada por restricciones del PDBF sea diferente en los cuartos de hora de una hora, previsiblemente cuando los mercados diarios e intradiarios tengan resolución cuartohoraria, se realizará la verificación cuartohoraria y se empleará la telemedida en caso de no disponer de medida de contador con esta resolución.

Se mejora la redacción para aclarar que la telemedida se empleará sólo cuando la verificación del cumplimiento se realice en cada cuarto de hora y no se disponga de medida cuartohoraria de contador.

---

#### 9.5. Apdo. 19. Restricciones técnicas en tiempo real.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 19. Restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: A continuación del redactado

"PPOCu = Precio de acoplamiento por periodo de programación, calculado como el precio de acoplamiento por hora de la oferta compleja dividido entre 4"

indicar si fuera el caso que esto es así si no ha habido actualización de oferta.

Asimismo, y en lo relativo a la formulación de NAF y NAC. El texto dice "arranques diarios". En el caso de grupos que arrancan por la mañana y por la tarde, ¿no debería estar el cálculo del número de arranques referido a los de cada periodo de programación de restricciones (en lugar de diario)? En cualquier caso sería necesaria aclaración sobre este punto.

Debe decir:

Justificación: Redacción incompleta.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: En la liquidación se utiliza la oferta aplicable, de acuerdo con lo establecido en el PO 3.2. El número de arranques se calcula en el horizonte diario.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 19. Restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: Incluir un apartado para la compensación de solicitudes de arranques por Restricciones Tiempo Real que posteriormente fueron anuladas, según se establece en la "Propuesta del Operador del Sistema de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español", actualmente bajo consulta.

Nuestra propuesta es que, en caso de anularse el redespacho, el grupo obtenga unos ingresos que sean proporcionales a su arranque y a los minutos que haya estado el redespacho en activo (que se retribuya la parte del arranque que se haya efectuado).

Debe decir:

Justificación: Completitud y coherencia regulatoria.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La consideración de compensaciones a la modificación de limitaciones se abordarán tras la aprobación de las Condiciones de Servicios de No Frecuencia y Otros Servicios.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 19. Restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: En relación al redactado:

"Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente"

es necesario aclarar el origen de la telemida de potencia activa en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución. También se deben poner a disposición de los sujetos de mercado las telemidas que se empleen para liquidar. Por último, y con la máxima premura, se debe indicar en qué ficheros, con qué nombre y con qué formato se publicarán dichas telemidas.

Debe decir:

Justificación: En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, existen puntos frontera que no disponen de telemida por no ser un requisito del actual intercambio de información en tiempo real. Es necesario que los sujetos de mercado dispongan de las telemidas que se empleen para liquidar para poder reproducir el cálculo de los incumplimientos. Esto aplica tanto a las que se usen para liquidar los incumplimientos de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria como a la liquidación de la solución de restricciones técnicas. Es preciso disponer de nombres de ficheros y formatos a fin de proceder a la necesaria actualización de los sistemas.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La metodología de cálculo de la medida cuartohoraria como integral del valor de la telemida de potencia activa y en particular, en el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte o de distribución, es la misma que la utilizada para la validación de la telemida en la propuesta de modificación del PO 9.2. Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, que ha estado en fase de consulta pública hasta el 28/05/21.

Por otra parte, al igual que ocurre actualmente con la medida de contador horaria, la medida cuartohoraria necesaria para la comprobación de la liquidación se publicará a los participantes a través del concentrador principal. El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes el nombre y formato de los ficheros a través de los canales habituales con la máxima antelación posible.

En cualquier caso, conviene aclarar que la telemida se debe remitir siempre a través del centro de control de generación y demanda, ya sea directamente al OS o a través del centro de control del distribuidor, cuando resulte admisible según la normativa vigente. Por lo tanto, los participantes en el mercado siempre podrán acceder a la información de telemidas de las instalaciones que representen.

En cuanto a las instalaciones con varias fronteras, el PO 9.2 vigente ya requiere telemidas en todos los puntos frontera con la red de transporte. En lo relativo a la red de distribución dichas telemidas pueden resultar necesarias para prestar correctamente los servicios.

---

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: 19. Restricciones técnicas en tiempo real.

Donde dice: En relación al redactado

"MBC = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo III. Mientras no se disponga de medidas de energía cuartohorarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuartohorario correspondiente."

Solicitamos aclaración o confirmación de que la telemida empleada para la justificación del incumplimiento será a nivel de UPR o incluso a nivel de turbina en el caso de los ciclos combinados.

Debe decir:

Justificación: Necesario para la correcta operación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO

Motivo: La medida para la liquidación siempre es a nivel de UP. Sólo para la verificación del cumplimiento en el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisan comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina, tal y como establece la redacción del PO vigente. El uso de la telemida en lugar de la medida mientras no se dispone de medida de contador cuartohorario no introduce ningún cambio respecto a lo establecido en el PO vigente relativo al uso de la medida por UP, por lo que no se considera procedente modificar el texto.

---

## 9.6. Apdo. Comentarios generales.

Empresa: ENDESA GENERACION, S.A.

Actividad: Consumidor directo, Generador

Autor: Julián Barquín Gil

Contenido: P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

Apartado: Comentarios generales.

Donde dice: Nueva metodología de cálculo y procedimiento de publicación de la asignación de pérdidas a la demanda.

Debe decir:

Justificación: El método actual de asignación de las pérdidas a la demanda requiere el coeficiente de ajuste horario (k) que solo se conoce meses después de la entrega. Sin embargo, esta asignación tiene un impacto no solo sobre los desvíos, sino también sobre la oferta y el cálculo del incumplimiento en los mercados de balance de las UPs de

demanda. Por ello se hace necesaria una revisión que permita un conocimiento temprano y preciso de dicha asignación.

Tipo: PUBLICO

Incorporado: NO INCORPORADO.

Motivo: La metodología de elevación a BC se establece en la DA4 del RD 216/2014. De acuerdo con lo establecido en dicho apartado, los coeficientes de ajuste horario K sólo pueden calcularse utilizando la medida en punto frontera de la demanda y las pérdidas medidas de distribución y transporte, que no se conocen con anterioridad al periodo de suministro. El operador del sistema publica una primera estimación de los coeficientes de pérdidas cuatro meses antes del suministro, actualizando dicha estimación el mes anterior al mes de suministro.

---