

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

20995 *Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria resuelve:

Tabla de contenido.

Antecedentes de hecho.

Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.

Segundo. Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema.

Tercero. Consideraciones sobre el transitorio ISP15-MTU15.

Cuarto. Resultado del trámite de audiencia.

Resuelve.

Anexo. Procedimientos de operación.

P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

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

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de

los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Segundo.

El artículo 53.1 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 dictamina que todos los Gestores de la Red de Transporte apliquen un período de liquidación de los desvíos de quince minutos (ISP15 en adelante) en todas las zonas de programación en un plazo de tres años tras la entrada en vigor del citado Reglamento, esto es, el 18 de diciembre de 2020.

Esta disposición fue ratificada por el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad, cuyo artículo 8.4 reitera la obligación de implementar el ISP15 antes del 1 de enero 2021.

No obstante, tanto el Reglamento (UE) 2017/2195 como el Reglamento (UE) 2019/943 prevén la posibilidad de conceder una excepción temporal en el ámbito nacional, coincidiendo además ambas normas en que dicha excepción no podrá extenderse más allá del 31 de diciembre de 2024. En concreto, el artículo 62.2.d) del Reglamento (UE) 2017/2195 permite a los GRT solicitar a la autoridad reguladora competente una excepción temporal para prolongar el plazo de implementación del ISP15, si bien establece asimismo que dicha extensión de plazo no podrá superar el 1 de enero de 2025.

De acuerdo con lo anterior, con fecha del 15 de octubre de 2020, la CNMC aprobó, a solicitud del operador del sistema eléctrico español, la resolución por la que se concede una excepción temporal en relación con la aplicación del artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, en materia del periodo de liquidación de los desvíos de quince minutos. En concreto, esta resolución concedió al operador del sistema la máxima excepción temporal, hasta el 31 de diciembre de 2024, aunque instaba a dicho operador a hacer su mejor esfuerzo para cumplir la fecha preliminar prevista en la hoja de ruta nacional para la implantación del ISP 15 en aquel momento, esto es, el 1 de octubre de 2023.

Tercero.

Con fecha del 21 de febrero de 2023, el operador del sistema trasladó mediante oficio a la CNMC la conveniencia de modificar la planificación inicial para abordar la incorporación de las medidas de energía de quince minutos, procedentes de contadores, en las liquidaciones del operador del sistema. En concreto, el operador planteaba la división del proceso en dos fases:

– Fase 1: Incorporación de las medidas de contador de quince minutos para la verificación del cumplimiento de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, activación de energías de balance de reserva de sustitución (RR) y de regulación terciaria y otros servicios de balance con resolución cuarto-horaria, en sustitución de la telemedida de potencia integrada en quince minutos que se venía empleando desde la implementación de la programación cuarto-horaria en mayo de 2022.

– Fase 2: Implantación de la aplicación del periodo de liquidación de quince minutos (ISP15), con incorporación, con carácter general, de las medidas de contador de quince minutos para los puntos de medida de tipos 1, 2 y 3 y servicio de perfilado para los tipos 4 y 5.

Ambas fases requieren la adaptación de procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, para cuya aprobación resulta competente el Ministerio para la

Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD en adelante). Adicionalmente, la fase 2 requiere la modificación de los procedimientos de operación de liquidación de los desvíos, competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que son aquellos a los que se refiere esta resolución.

La Fase 1 se completó, desde un punto de vista regulatorio, con la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la Resolución de 25 de enero de 2024, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica el procedimiento de operación 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

Cuarto.

Con fecha 13 de octubre de 2023 tuvo entrada en esta Comisión la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, necesarios para la implementación de la Fase 2 del ISP15. El oficio que acompaña la propuesta indica que, en paralelo con este envío a la CNMC, el operador del sistema ha remitido al MITERD la correspondiente propuesta de modificación de los procedimientos de operación de medidas eléctricas.

La propuesta fue previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 25 de agosto y el 24 de septiembre de 2023. El escrito se acompaña de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos P.O. 14.1 y el P.O. 14.4; y, complementariamente, de los cambios incorporados en los procedimientos de medidas citados en el párrafo anterior; así como, de los comentarios recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta.

Quinto.

De acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, mediante el presente documento se da cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Circular 3/2019, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario». Asimismo, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicará en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formulen sus alegaciones hasta el 9 de septiembre de 2024.

Sexto.

La meritada propuesta de resolución fue en esa misma fecha remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones y metodologías relativas al balance eléctrico.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la CNMC determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a esta la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, establece, en su artículo 5, que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo al mercado de balance. La misma circular, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados de su desarrollo.

El objeto de la resolución es adaptar el proceso de liquidación de los desvíos del sistema eléctrico español, de aplicación a los sujetos de liquidación responsables del balance y, en particular, los Procedimientos de Operación 14.1 y 14.4, al periodo de liquidación de desvíos de quince minutos (ISP15), de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente aprobar la modificación de los procedimientos de operación del sistema correspondientes, al objeto de introducir los cambios necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Segundo. *Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema.*

La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Los cambios en el procedimiento de operación 14.1 para su adaptación al ISP 15 en la fase 2 son los siguientes:

- Se modifica el apartado 6.2 Liquidación Intermedia Provisional para mantener la elevación a barras de central horaria para el cálculo del porcentaje de medida en barras de central sobre programa, al único efecto de determinar el uso de la medida (si este porcentaje es mayor o igual a 90 %) o el programa (si el porcentaje es menor del 90 %) para la liquidación. Así mismo, se sustituye la referencia al coeficiente de ajuste horario K por coeficiente de ajuste cuarto-horario K .

- Se modifica en el apartado 6.6 Liquidación Potestativa del desvío del consumo de clientes 1, 2 y 3 para eliminar la referencia horaria en la liquidación de los desvíos de los BRP con liquidación potestativa.

- Se modifica la condición a) del apartado 6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa para establecer el envío cuarto-horario del porcentaje de consumo de clientes de tipo 1, 2 y 3 tras el paso a resolución cuarto-horaria de los mercados diario e intradiario.

- Se modifica el tercer párrafo del apartado 6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa para adaptar la aplicación del coeficiente K a los valores de medidas cuarto-horarios. Sin embargo, se mantiene el cálculo horario del porcentaje p .

El P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1 y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios. Los cambios en el procedimiento de operación 14.4 para su adaptación al ISP15 en la fase 2 son los siguientes:

– Se eliminan las referencias al uso de la integral de la telemedida en tiempo real para la verificación de las asignaciones de balance y restricciones técnicas, ya que se dispondrá de medida de contador cuarto-horaria tras la entrada en vigor de la Fase 1 de adaptación al ISP15.

– Se sustituyen las referencias horarias a referencias cuarto-horarias en la liquidación de los desvíos a BRPs y entre sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra.

Adicionalmente, se introduce una precisión en la redacción del parámetro $EMMA_{brp,mes}$ con efectos aclaratorios de mejora de redacción, que no supone un cambio práctico.

Tercero. *Consideraciones sobre el transitorio ISP15-MTU15.*

Esta Comisión considera oportuna la propuesta de procedimientos porque permite dar cumplimiento a la obligación de implementar un periodo de liquidación de desvíos de quince minutos (ISP15), establecida por el artículo 53.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 y el artículo 8.4 del Reglamento (UE) 2019/943.

No obstante, a lo largo de los últimos meses, los sujetos de mercado han mostrado preocupación por el impacto del desfase temporal entre la implementación del ISP15 y la disponibilidad de producto cuarto-horario en los mercados de energía diario e intradiario, tal que permita a los sujetos programar sus producciones o consumos con la misma unidad temporal de mercado (MTU) con la que se calcularán sus desvíos. Los sujetos alegan que la implementación del ISP15 manteniendo el MTU60 actual podría suponer un incremento del volumen de desvíos asignado a cada sujeto responsable del desvío (BRP). Esto es porque mientras el programa del sujeto se mantendría constante durante los cuatro cuartos de la hora, la medida asignada variará con perfil cuarto-horario, pudiendo aparecer desvíos contrapuestos en cuartos consecutivos, los cuales se estarían actualmente neteando en el conjunto de la hora.

Esta problemática es reconocida por la regulación europea cuando el mismo artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad, que en su párrafo 4 impone el ISP15, impone también en su párrafo 2 a los operadores de los mercados (NEMO) la obligación de facilitar a los participantes en el mercado la oportunidad de comerciar con la energía a intervalos de tiempo (MTU) al menos tan breves como el período de liquidación de los desvíos (ISP) en los mercados diario e intradiario.

Los NEMO están trabajando en la implementación del MTU15 en el mercado diario. Inicialmente estaba previsto que dicho proceso culminara de forma coordinada con la implementación del ISP15. Sin embargo, la previsión actual es que concluya en marzo de 2025, por lo que será necesariamente posterior a la implementación del ISP15, cuya fecha límite es el 1 de enero de 2025. En el caso de España, el ISP15 está previsto el 1 de noviembre de 2024, de acuerdo con la hoja de ruta del operador del sistema, por lo que existiría un transitorio de cinco meses con desajuste entre el valor del ISP y el MTU, el cual podría ser mayor si el MTU15 registrara un retraso mayor.

En esta situación, la CNMC emplazó el 9 de julio de 2024 a los principales sujetos interesados a una reunión de trabajo para abordar la adaptación de la liquidación del desvío a un periodo de quince minutos (ISP15) y su desfase temporal respecto a la negociación cuarto-horaria en mercado diario (MTU15). En dicha reunión se trató de identificar los impactos y de valorar distintas soluciones o medidas paliativas para el

periodo transitorio. Aunque no existe certeza sobre el alcance del impacto negativo, ya que éste no puede ser cuantificado, se constató un rechazo unánime por parte de los sujetos de mercado a la implementación del ISP15 el 1 de noviembre sin disponer de medidas mitigadoras del impacto de no poder ajustar sus programas cuarto-horariamente en mercado. Pero al mismo tiempo se concluyó que no se dispone de una opción que esté exenta de posibles efectos adversos para algún sujeto del mercado y que pueda ser implementada el 1 de noviembre.

Ante esta situación, la preferencia de los sujetos de mercado es retrasar la implementación del ISP15 hasta que entre en operación el MTU15, al menos, en los mercados intradiarios. Esto supondría un incumplimiento del artículo 8.4 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad, así como del artículo 53.1 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. La obligación de implementar el ISP15 antes del 1 de enero de 2025 es de los operadores de sistema, por tanto, el incumplimiento recaería sobre el dicho operador, que no es el responsable de la situación.

Por otra parte, se desconoce cuál sería el correspondiente periodo de incumplimiento, ya que no hay garantía de que el operador del mercado pueda introducir producto cuarto-horario en mercado diario el 18 de marzo de 2025. Esto es porque el NEMO ibérico no puede completarlo en solitario, sino que el proyecto MTU15 del diario ha de abordarse conjuntamente por todos los NEMO europeos, lo que implica complejidad y riesgo de retrasos adicionales.

Para solventar esta incertidumbre, se valoró la opción de introducir producto cuarto-horario en el mercado intradiario (continuo y de subastas) en el ámbito Mibel en marzo de 2025, en caso de materializarse un nuevo retraso del proyecto MTU15 en mercado diario. Esta solución local/regional ha sido ya adoptada por otros NEMO europeos. Pero esta opción presenta múltiples incertidumbres:

- En primer lugar, no hay garantía del plazo en que sería técnicamente factible. En el inicio del proyecto se decidió acometerlo en un único paso, es decir, efectuar la sustitución completa de los sistemas basados en un MTU60 y la tipología de ofertas complejas, por otros sistemas completamente nuevos, diseñados para un MTU15 y la nueva tipología de ofertas aun por establecer regulatoriamente. La introducción de un transitorio intermedio con MTU60 en diario y MTU15 en intradiario supondría un cambio completo en el desarrollo previsto. Si bien el operador del mercado ha manifestado que podría llevarlo a cabo, no hay garantía de que el proceso pudiera culminarse con éxito en marzo de 2025.

- Hay que tener en cuenta, además, que el desarrollo necesario tendría un coste elevado, en términos económicos y de dedicación de recursos, no solo por parte del operador del mercado, sino de todos los actores ibéricos implicados: operadores de sistema y sujetos de mercado. Dado que este paso intermedio solo se implementaría en caso de retraso adicional del MTU15 en diario, mientras que su desarrollo tendría que iniciarse inmediatamente, supondría incurrir en un coste que finalmente podría resultar innecesario.

- Al no ser consensuada con el mercado francés la introducción del producto de quince minutos, se podría perder la negociación a través de dicha frontera en el horizonte del intradiario continuo. Respecto a esta cuestión, los sujetos manifestaron poder asumir el inconveniente a cambio de disponer de producto local cuarto-horario.

- Por último, hay que tener en cuenta que los sujetos de mercado, y especialmente la demanda, seguirían enfrentándose a un riesgo de precio, por tener que reajustar cuarto-horariamente en el mercado continuo todos sus programas horarios del mercado diario.

Como salvaguarda, para evitar un mayor periodo de incumplimiento del ISP15 en caso retrasarse de nuevo el MTU15 del diario y no resultar factible el MTU15 ibérico en intradiario, se planteó un desarrollo paralelo por parte del operador del sistema de un proceso mitigador del impacto en el ámbito de las medidas o la liquidación del desvío.

Esto supondría tener que acometer un segundo coste que podría igualmente resultar innecesario si finalmente se cumple la fecha prevista de puesta en operación del MTU15 en mercado diario (18 de marzo de 2025).

Teniendo en cuenta los inconvenientes identificados y, en particular, el elevado grado de incertidumbre que acompaña el planteamiento expuesto, así como que supondría el incumplimiento del plazo establecido para el ISP15 y requeriría un acuerdo internacional, esta Comisión no considera conveniente su adopción bajo estas premisas.

Ante esta situación, con objeto de desbloquear el proceso y paliar el impacto del periodo transitorio ISP15-MTU15 sobre los sujetos responsables del desvío, el operador del sistema propuso a la CNMC la introducción de una solución alternativa, que puede permitir la implementación del ISP15 en el plazo legalmente establecido con un impacto limitado sobre los sujetos de mercado que no pueden ajustar cuarto-horariamente sus programas. La propuesta consiste en calcular la medida cuarto-horaria de las unidades de programación que no participan en balance dividiendo entre cuatro su medida horaria.

Esta opción fue debatida con los sujetos de mercado en la reunión del 9 de julio antes citada y, si bien no era la opción preferida de todos los sujetos, mostraron apertura a su consideración, especialmente la demanda. El principal inconveniente que presentaba era de plazo, ya que el operador del sistema manifestó no estar en disposición de implementarlo a 1 de noviembre de 2024. Sin embargo, con posterioridad el operador ha concluido finalmente que sería factible para el 1 de diciembre de 2024, lo que permitiría paliar el impacto de seguir negociando horariamente en mercado, sin tener que incumplir la fecha límite de implementación del ISP15.

Finalmente, la CNMC aceptó la propuesta del operador del sistema. Se incorporaron los cambios necesarios en el anexo II del P.O. 14.4 anexo a esta resolución para su audiencia pública, y se dispuso el inicio de efecto de dicho procedimiento, y por extensión del ISP15, el 1 de diciembre de 2024.

Cuarto. *Resultado del trámite de audiencia.*

Durante el trámite de audiencia de la propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario se han recibido comentarios de catorce sujetos, que incluyen tanto asociaciones como empresas del sector, que representan las distintas actividades que operan en mercado: generación, demanda, comercialización y representación, así como gestores de redes.

– Sobre el transitorio ISP15-MTU15.

La principal alegación recibida se refiere a la solución propuesta en relación con el periodo transitorio ISP15-MTU15, cuya problemática se ha expuesto en el anterior expositivo Tercero. Si bien los sujetos reiteran, en general, su preferencia por un retraso en la implementación del ISP15, hasta que se lleve a cabo la implementación efectiva del MTU15, se muestran favorables a la implementación de la medida transitoria propuesta en caso de que dicha preferencia no pueda ser admitida.

A este respecto, conviene aclarar que la descoordinación entre el ISP15 y el MTU15 no es consecuencia del ISP15, cuya implementación el 1 de diciembre de 2024 es acorde al plazo dispuesto en el artículo 8.4 del Reglamento (UE) 2019/943. El problema surge por la imposibilidad de simultanear el MTU15 en los mercados diario e intradiario, en cumplimiento del artículo 8.2 del mismo Reglamento (UE) 2019/943, incluso aunque se retrase el ISP15 hasta el 1 de enero de 2025. Entendiendo el impacto sobre los sujetos del mercado de la implementación del ISP15 sin contar con el MTU15, no resulta justificado evitar el incumplimiento del artículo 8.2 forzando el incumplimiento del 8.4. Debe tenerse en cuenta que ambas obligaciones corresponden a distintos operadores, del mercado y del sistema; por tanto, imponer el retraso del ISP15 supondría obligar al operador del sistema a incurrir en una infracción para evitar que incurra el operador del mercado.

En consecuencia, y teniendo en consideración todo lo anteriormente expuesto, la CNMC ha optado por mantener la implementación del ISP15 dentro del plazo legal previsto, junto con la medida transitoria propuesta por el operador del sistema para mitigar, en la medida de lo posible, el impacto sobre los sujetos.

En relación con esta medida, se han recibido varios comentarios de detalle. En primer lugar, varios sujetos solicitan que su aplicación sea dinámica, es decir, que no se distinga entre las unidades de programación en función de si son proveedoras de servicios al sistema, sino en función de la asignación efectiva de dichos servicios en cada periodo de programación. A este respecto, se comprende que el dinamismo solicitado podría mejorar la efectividad de la medida transitoria; sin embargo, su implementación no es factible en el ámbito de las medidas eléctricas, cuya captura y procesamiento en formato horario o cuarto-horario depende del dato estructural relativo a la habilitación de una determinada unidad para proveer servicios de balance, y no puede adaptarse en función de las asignaciones de mercado. El cambio solicitado requeriría un plazo de implementación muy superior al disponible para la implementación del ISP15.

En este mismo sentido, dos sujetos solicitan que se aplique la medida a los consumidores proveedores del SRAD, que aun siendo un producto de balance presenta escasas activaciones. El problema es el mismo que el indicado para la aplicación dinámica: los proveedores de SRAD han de disponer de medida cuarto-horaria porque es necesaria para la comprobación del servicio. Así lo dispone el procedimiento de operación 10.5 «Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 25 de enero de 2024.

Por otra parte, algunos sujetos solicitan a la CNMC que requiera al operador del mercado un compromiso para implementar el MTU15 en mercado intradiario en una fecha fija, con independencia de la fecha en que sea finalmente implementado en mercado diario. Es decir, en marzo de 2025 o incluso antes. Esta Comisión considera que no es necesario efectuar dicho requerimiento, en tanto que ya está prevista la obligación y plazo de su implementación en el artículo 8 del Reglamento (UE) 2019/943.

– Sobre el tratamiento de las pérdidas en la red.

Varios sujetos exponen la existencia de una problemática en relación con el cómputo y el tratamiento de las pérdidas de la red. De acuerdo con la regulación vigente, la demanda debe adquirir en mercado las pérdidas de la red adicionalmente a su propio consumo. Esta cuestión no está directamente relacionada con la implementación del ISP15, pero sí existe una relación indirecta ya que la introducción de medidas eléctricas cuarto-horarias para el cálculo del desvío cuarto-horario implicará la evolución del cálculo de pérdidas reales y estimadas a esa misma granularidad. Esto supondrá un cambio que dificultará las estimaciones de compra de los comercializadores, puesto que no disponen de datos históricos de pérdidas cuarto-horarias que puedan utilizar para anticipar el impacto. Algunos sujetos solicitan que se modifique el tratamiento de las pérdidas, de forma que vuelvan a ser adquiridas por los distribuidores, o bien que el desvío se calcule con las pérdidas estimadas en vez de las reales, recuperándose el cierre de energía, al menos, hasta que exista suficiente experiencia.

A este respecto, esta Comisión ha de poner de manifiesto en primer lugar que las propuestas formuladas exceden el ámbito de esta resolución y, en segundo lugar, que este debate se encuentra abierto en la actualidad y será abordado en el ámbito de la consulta pública específica para la revisión de las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación de los sistemas⁽¹⁾.

⁽¹⁾ <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/metodologia-distribucion-electrica>.

- Sobre los procedimientos de operación de medidas.

Varios sujetos solicitan que se consulte y apruebe a la mayor brevedad posible la propuesta de procedimientos de operación de medidas para su adaptación al periodo de medida de quince minutos. Dicha propuesta es complementaria al paquete de liquidaciones que aprueba esta resolución y su aprobación corresponde a la Secretaría de Estado de Energía.

Si bien esta cuestión excede el ámbito de la resolución, se considera oportuno aclarar que la medida transitoria incorporada en el P.O. 14.4 permite suplir tanto la ausencia del MTU15 como de la revisión de procedimientos de medidas. Ello sin perjuicio de que la disponibilidad de dichos procedimientos con la mayor antelación posible sea deseable a los efectos de facilitar la implementación y el fin del transitorio.

- Sobre las reglas del mercado para la implementación del MTU15.

Al igual que con los procedimientos de medidas, varios sujetos solicitan que se inicien los trámites para la adaptación al MTU15 de las reglas del mercado lo antes posible, dando así tiempo a los sujetos para su valoración y debate. Esta cuestión excede el ámbito de la resolución, ya que el inicio de dicha tramitación corresponde al operador del mercado. No obstante, esta Comisión comparte la opinión de los sujetos sobre la conveniencia de dotar el proceso regulatorio con los plazos adecuados.

- Sobre el precio minorista.

Un sujeto solicita que el precio final de la energía se publique en valor cuarto-horario, adicionalmente al actual valor horario y, por el contrario, que el PVPC siga siendo horario, de forma que los clientes finales dispongan de referencias de precio para validar su facturación, cualquiera que sea el desglose previsto en su contrato y de acuerdo con la disponibilidad de sus medidas.

El desglose del precio final excede el ámbito de esta resolución, ya que su revisión requeriría la modificación de los Criterios de Cálculo del Precio Final Medio de la Energía en el Mercado Eléctrico, aprobados por Resolución de la CNMC de 25 de mayo de 2023 (INF/DE/049/22), tras un trámite de audiencia. Además, la revisión del desglose del precio final no resulta necesaria para el ISP15, puesto que su utilización como referencia no es obligatoria ni se dispone en este momento de MTU15 ni medidas cuarto-horarias. No obstante, entendiendo la importancia de publicar estos datos para proporcionar mayor transparencia a los sujetos, podrá abordarse la cuestión en el marco de la implementación del MTU15.

Otras mejoras.

Se introducen varios cambios de redacción con ánimo aclaratorio, de precisión o corrección de erratas a petición de los sujetos y del operador del sistema. Se indican a continuación los más relevantes:

- Se especifica en el apartado 6.6.1 del P.O. 14.1 que los valores de medidas requeridos para la liquidación potestativa son cuarto-horarios. El cambio es coherente con el resto del texto, ya que la referencia horaria se había mantenido en la propuesta por error.

- Se elimina el tercer párrafo del apartado 15.5 del P.O. 14.4 por no resultar necesario, ya que el PHFC es ya cuarto-horario y, por tanto, el desvío por descuadre en los programas de las interconexiones puede ser valorado al precio cuarto-horario del desvío.

- Se especifica en los apartados 17.4 y 18.3 del P.O. 14.4 el carácter cuarto-horario de la anotación correspondiente al reparto a los BRP de los costes de la reserva de regulación secundaria y de respuesta activa de la demanda.

- Se modifican las fórmulas de los apartados 20.1 y 21.1 del P.O. 14.4 para corregir varias erratas relativas a la liquidación de los arranques de grupos térmicos: el coste del

arranque se debe repartir entre los periodos para los que se aplica el arranque y no entre todos los periodos con redespacho; se elimina la referencia al número de arranques porque en cada periodo de programación solo puede haber un arranque; se tiene en cuenta que el coste por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje podría ser cuarto-horario en tiempo real, y también en PDBF con el paso del MTU a quince minutos.

– Se elimina en el apartado 20.10 del P.O. 14.4 una referencia errónea a valor absoluto en el cálculo del coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

– Se eliminan las referencias a unidades de programación proveedoras de restricciones técnicas en los apartados a) y b) del anexo II del P.O. 14.4, con el objetivo de evitar confusión. Por una parte, toda la generación es proveedora de restricciones y, por otra parte, el P.O. 10.5 aprobado por Resolución de la SEE de 25 de enero de 2024 para la Fase I del ISP15 prevé el uso de medida cuarto-horaria solo en el caso de instalaciones que participan en servicios de balance.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema y P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se incluyen en el anexo.

Segundo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos el día 1 de diciembre de 2024.

El 1 de diciembre de 2024 serán de aplicación las modificaciones que aprueba esta resolución, relativas a la implementación del periodo de liquidación de quince minutos. En cuanto a la aplicación de las adaptaciones previas de estos procedimientos que no están aún en operación (solución de restricciones técnicas y conexión a las plataformas de balance MARI y PICASSO), se estará a los plazos previstos en las correspondientes resoluciones de 6 de marzo y 25 de abril de 2024 (DCOOR/DE/007/22 y DCOOR/DE/009/23).

Tercero.

Dejar sin efecto las versiones anteriormente aprobadas de estos procedimientos en las fechas especificadas en el resuelve segundo.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 3 de octubre de 2024.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEXO

Procedimientos de operación

P.O. 14.1 CONDICIONES GENERALES DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los

puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

1.1 Procesos de liquidación.

Los procesos de liquidación comprenden las siguientes actividades:

- Admisión, suspensión y baja de la participación en el mercado mayorista de electricidad.
- Obtención y actualización de los datos de los participantes en el mercado.
- Cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago.

El operador del sistema llevará a cabo las actividades del proceso de liquidación del Mercado conforme a la normativa vigente y a lo establecido en los procedimientos de operación, en particular en los siguientes:

P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.

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

P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado.

P.O. 14.8 Sujeto de Liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

1.2 Procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de garantías.

Los procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de las garantías comprenden las siguientes actividades:

- Registro de las anotaciones en cuenta.
- Cálculo y gestión de las garantías de pago.
- Expedición de facturas, cobros y pagos.

El operador del sistema llevará a cabo estas actividades conforme a la normativa vigente, al calendario establecido en el apartado 6 de este procedimiento y a lo establecido en los procedimientos de operación siguientes:

P.O. 14.3 Garantías de pago.

P.O. 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos.

2. Ámbito de aplicación y definiciones.

2.1 Ámbito de aplicación.

Este procedimiento de operación es de aplicación a los participantes en el mercado, a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y al operador del sistema.

Este procedimiento es de aplicación al operador del mercado en lo referente a la admisión, suspensión o baja de Agentes del Mercado Diario como consecuencia respectivamente de la admisión, suspensión o baja de participantes en el mercado.

2.2 Referencias y definiciones.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la

que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como «el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica».

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Las referencias a Ministerio en este procedimiento se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC en este procedimiento se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de ordenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Unidad de programación (UP)»: es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en el procedimiento de operación 3.1.

«Unidad de liquidación específica de BRP»: es la unidad instrumental de anotación de desvíos del BRP.

«Periodo de liquidación del desvío» (ISP por sus siglas en inglés): unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de los BRP, tal como se define en el punto (15) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, y se determina el precio del desvío. Este periodo es de quince minutos.

Los horarios mencionados en este procedimiento están referidos a la Hora Central Europea CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

3. Participación en el mercado.

3.1 Admisión para participar en el mercado.

Los participantes en el mercado deberán observar los requisitos establecidos en el P.O. 14.2 en lo relativo a información necesaria para la participación, los requisitos de prestación de garantías de pago establecidos en el P.O. 14.3 y, en su caso, los requisitos y procedimientos establecidos en el P.O. 14.8.

Los representantes que actúen por cuenta de cualquier participante a los efectos de su participación en el mercado deberán acreditar la representación en el proceso de admisión según lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 39/2015, indicando si ostentan:

Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena. En este caso, el representado será el único obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, el único con derecho al cobro de la misma. El representado deberá prestar las garantías que se le requiera por ser la entidad que comporta la condición de deudor y, como tal, el único obligado al pago de la deuda devengada en la liquidación.

Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio, pero por cuenta ajena. En este caso, el representante será el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma. La garantía deberá prestarla el representante. Se considerará siempre al representante como el titular de las garantías a todos los efectos, y específicamente en el caso de ejecución de la garantía en caso de incumplimiento del representante.

En cada momento, un participante solamente podrá acreditar a un único representante.

3.2 Designación del Sujeto de Liquidación Responsable del balance (BRP).

Conforme al artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/94, todos los participantes del mercado deben ser responsables financieros de los desvíos que causen en el sistema o delegar contractualmente esta responsabilidad en un BRP de su elección.

En el caso de que la unidad de programación sea de propiedad compartida y participe en el Mercado a través de sus copropietarios o de representación directa, se considerará a todos los efectos como «único BRP» a cada uno de los copropietarios en la proporción que corresponda a su porcentaje de propiedad. A efectos de los procedimientos de operación de liquidaciones se entenderá por unidades de propiedad compartida a las constituidas como Agrupación de Interés Económico (AIE).

El artículo 16 de las Condiciones del Balance establece los criterios para definir la responsabilidad del balance de cada conexión de forma que se evite cualquier hueco o solape en la responsabilidad del balance de los distintos participantes en el mercado que presten servicio en esa conexión, como exige el artículo 18.6.a) del Reglamento EB. Al establecer la responsabilidad de cada conexión, se establece la responsabilidad del

balance de cada unidad de programación. Cada unidad de programación estará asignada en cada momento a un único BRP.

a) Cada comercializador y cada consumidor directo puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP con sólo una de las siguientes opciones:

– Al BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada comercializador y cada consumidor directo delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta.

– Al comercializador al que ha designado contractualmente mediante un contrato bilateral con responsabilidad de gestión única entre comercializadoras.

– Al BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema.

El BRP que ha sido designado con alguna de las opciones anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

b) Cada instalación de producción, hibridación o almacenamiento que forme parte de un BSP de aFRR delega contractualmente en el titular del BSP de aFRR su responsabilidad del balance, en virtud del acuerdo de pertenencia BSP de aFRR que hayan firmado entre las partes. El titular de la instalación de producción, hibridación o almacenamiento no puede delegar dicha responsabilidad en otro BRP distinto.

c) Cada instalación de producción, hibridación o almacenamiento que no forme parte de un BSP de aFRR puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP en las condiciones establecidas en el P.O. 14.8:

– BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada titular delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta.

– Comercializador con el que ha firmado un contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.

– BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema. En el caso de hibridación, todas las instalaciones que la componen deben designar al mismo BRP.

El BRP que ha sido designado con alguna de las modalidades anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

d) El titular o representante del BSP de aFRR será el BRP de todas las unidades de programación que la componen y no puede delegar su responsabilidad a otro BRP.

El BRP, responsable financiero de los desvíos, será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación o BSP de aFRR, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema que se establecen en el P.O. 14.4.

3.3 Cambios durante la participación en el mercado.

El BRP o, en su caso, el participante en el mercado, deberá comunicar al operador del sistema cualquier cambio en los datos requeridos para su participación en el Mercado conforme a lo establecido en el P.O. 14.2 y, en su caso, en el P.O. 14.8.

El BRP no podrá transferir a un tercero sus derechos y obligaciones como BRP sin conocimiento del operador del sistema. En caso de cambio de la entidad legal del BRP como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, estará obligado a

comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

El participante en el mercado que actúe como representante de otros no podrá transferir su representación a otro participante en el mercado. En caso de cambio de la entidad legal del representante como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, el representante estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

3.4 Suspensión de la participación en el mercado.

Desde el inicio de su participación en el mercado, el participante en el mercado deberá cumplir en todo momento las condiciones de admisión; en caso de incumplimiento de alguna de ellas, el operador del sistema informará de las condiciones incumplidas, comunicándolo al Ministerio y a la CNMC a los efectos de lo dispuesto en el artículo 19(11) de la Circular 3/2019 y, en su caso, del artículo 47 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

El incumplimiento de la obligación de pago o del deber de prestación de las garantías requeridas en cada momento podrá ser causa de suspensión provisional de acuerdo con lo establecido en los P.O. 14.7 y 14.3.

El incumplimiento de las obligaciones de información al operador del sistema de los datos necesarios para su participación en el Mercado podrá ser causa de suspensión provisional cuando de dicho incumplimiento se deriven o puedan derivarse errores o perjuicios en el proceso de liquidación.

La suspensión del participante en el mercado supondrá de forma automática la suspensión del mismo como Agente del Mercado Diario; a tal efecto, el operador del sistema comunicará la suspensión y los motivos de la misma al operador del mercado.

En todo caso, la suspensión, sea del tipo que sea, no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

La suspensión de un participante en el mercado o del BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance supondrá automáticamente la suspensión de dicha delegación durante el periodo de suspensión.

3.5 Baja de la participación en el mercado.

El participante en el mercado podrá solicitar la baja de su participación con los medios habilitados a tal efecto por el operador del sistema.

Los consumidores directos que dejen de comprar la energía para sus suministros en el mercado y pasen a ser suministrados por un comercializador deberán solicitar su baja como participantes de mercado.

El operador del sistema podrá solicitar la baja al operador del mercado de aquellos comercializadores o consumidores directos para lo que se haya recibido el traslado del Ministerio del cese de actividad. Así mismo, podrá solicitar la baja de los consumidores directos que hayan contratado el suministro con un comercializador.

Si un mismo participante en el mercado participa realizando distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de baja de forma separada para cada actividad.

El participante en el mercado deberá notificar en la solicitud la fecha en la que desea finalizar su participación.

La baja del participante en el mercado supondrá la baja del mismo como Agente del Mercado Diario, a tal efecto el operador del sistema coordinará la baja con el operador del mercado y la comunicará al Ministerio y a la CNMC.

En todo caso, la baja no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

4. Condiciones del proceso de liquidación.

4.1 Confidencialidad.

La información sobre las anotaciones en cuenta de cada participante en el mercado será confidencial para el resto de participantes. El operador del sistema podrá publicar información agregada de todos los participantes, o de agrupaciones de ellos, sin necesidad de consentimiento de los mismos, cuya información sea objeto de la agregación.

Una vez transcurrido el periodo de confidencialidad, en la liquidación Intermedia provisional del mes M se publicarán las cuotas de producción y demanda por BRP.

Los datos relativos a la actividad del participante en el mercado del que sean requeridos al operador del sistema por la CNMC y por los organismos competentes de la Administración serán facilitados sin necesidad de consentimiento del mismo.

En caso de que el operador del sistema habilite a un tercero para realizar las actividades que le autorice la normativa vigente, comunicará al Tercero Autorizado los datos que resulten necesarios para realizar sus actividades sin necesidad de consentimiento. El Tercero Autorizado comunicará al operador del sistema la información que éste le requiera sobre la actuación del BRP en las actividades que desempeñe el Tercero Autorizado sin necesidad de consentimiento del mismo.

Los datos del participante en el mercado no podrán ser revelados a otros terceros, diferentes de los anteriormente indicados, sin el consentimiento expreso del mismo excepto en lo dispuesto en la normativa del Mercado referente a la información de carácter público, en cuyo caso la información se hará pública de acuerdo con la normativa vigente sin necesidad de consentimiento expreso.

4.2 Comunicaciones.

Las comunicaciones se realizarán a las personas y direcciones que figuren en la base de datos de BRP a través de los medios y formatos que para cada actividad del proceso de liquidación determine el operador del sistema. En caso de indisponibilidad de los medios habituales, el operador del sistema indicará los medios alternativos.

A efectos del cómputo de los plazos establecidos con relación a las comunicaciones entre el BRP y el operador del sistema, se considerará como fecha de comunicación el día hábil en que se reciba la comunicación o, en su caso, el primer día hábil siguiente a la fecha de recepción de la comunicación. Las comunicaciones recibidas a partir de las 15:00 se considerarán como recibidas el siguiente día hábil.

4.3 Reclamaciones.

El BRP de cada participante, y en su caso el representante en nombre ajeno, será el único autorizado para presentar reclamaciones a las anotaciones en su cuenta en los plazos establecidos en el calendario del proceso de liquidación. Las reclamaciones se presentarán utilizando los medios establecidos por el operador del sistema.

El BRP podrá establecer el carácter confidencial o público de la reclamación presentada, pudiendo cambiar en cualquier momento del proceso de resolución de la reclamación dicho carácter. Las reclamaciones públicas serán puestas a disposición del resto de BRP.

El operador del sistema dispondrá de cinco días hábiles para resolver la reclamación presentada.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como estimada quedará cerrada y entendida la conformidad del que la presentó.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como desestimada, el BRP dispondrá de cinco días hábiles para aportar información adicional sobre la misma. En este caso, el operador del sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar la resolución final de la reclamación al BRP que la presentó. En ambos casos se podrá disponer de un mayor plazo previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el BRP dispondrá de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del BRP que la presentó; de no mediar dicha comunicación en el plazo indicado se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.4 Régimen del proceso de liquidación.

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los BRP o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del operador del sistema. Tampoco responderá el operador del sistema de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el Mercado e energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

El operador del sistema podrá elaborar guías para la eficaz utilización por los BRP de los sistemas informáticos que requiera el proceso de liquidación y de la información puesta a su disposición a través de dichos sistemas.

5. Registro de anotaciones en cuenta.

El operador del sistema tendrá un Registro de Anotaciones en Cuenta donde llevará a cabo una anotación en la cuenta del BRP correspondiente a cada uno de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de cada unidad de programación, unidad de liquidación específica de BRP y unidad de BSP de aFRR en cada periodo de programación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta contendrá, como mínimo, la siguiente información sobre cada transacción anotada:

- Fecha de la transacción.
- Periodo horario de programación.
- Segmento de mercado de la anotación: tipo servicio de ajuste, otros.
- Identificación como derecho de cobro o como obligación de pago.
- Código que identifica la anotación de manera que permita al BRP determinar de manera inequívoca la fórmula de cálculo que se ha aplicado en la anotación.
 - Código de la unidad de programación, unidad de liquidación específica de BRP o de unidad de BSP de aFRR.
 - En su caso, número de contrato bilateral de la unidad de programación.
 - Energía o potencia que se valora en MWh o MW respectivamente con la precisión que se establezca en el procedimiento de operación donde se determina el procedimiento de asignación de la energía o potencia. En el caso de anotaciones que sean resultado de reparto de costes o de valoraciones adicionales, se indicará el valor de la magnitud que ha servido para establecer la cuota de reparto o la valoración adicional.
 - Sentido de la energía anotada.
 - Precio en euros por MWh o en euros por MW.
 - Cuantía anotada, en euros con dos decimales.
 - BRP.

- Representado, si el participante es un representante en cualquiera de las modalidades.
- Representante en nombre ajeno, en su caso.
- Número de facturación en la que factura la anotación según el calendario de liquidación.
- Fecha y hora de registro de la anotación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta de cada BRP será puesto a disposición del mismo, en los términos y plazos descritos en el calendario del proceso de liquidación.

6. Calendario del proceso de liquidación.

Para cada mes M tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

- En el mes M, la Liquidación Inicial Provisional Primera.
- En el mes M+1, la Liquidación Inicial Provisional Segunda.
- En el mes siguiente al Cierre intermedio establecido en el procedimiento de operación P.O. 10.5, la Liquidación Intermedia Provisional.
- En el mes siguiente al cierre provisional de medidas, la Liquidación Final Provisional.
- En el mes siguiente al cierre definitivo de medidas, la Liquidación Final Definitiva.

En el caso de que el cierre de medidas se publique antes del décimo día natural del mes, la liquidación correspondiente tendrá lugar en el mismo mes.

El operador del sistema podrá adaptar el calendario de liquidaciones cuando los procedimientos de medidas cambien el calendario de publicación de medidas, para mantener la coherencia entre ambos.

Las medidas a considerar en cada liquidación serán las que se indican en los apartados siguientes. En caso de ausencia de medidas se aplicará lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.4.

Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Primera, de la Liquidación Final Provisional y de la Liquidación Final Definitiva que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Segunda y de la Liquidación Intermedia Provisional que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. En todo caso, los cobros y pagos de las liquidaciones facturadas en el mes de diciembre se realizarán dentro del mismo mes, respetando los plazos entre la expedición de facturas y los pagos y cobros.

En el caso de que las liquidaciones mensuales recojan nuevas informaciones sobre programas o precios no incluidos en las liquidaciones anteriores, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

En cada liquidación el operador del sistema declarará como definitivas las anotaciones cuyas cuantías no estén afectadas por información pendiente de publicar o por reclamaciones pendientes de resolver o pendientes de considerar. El resto de anotaciones, en su caso, se declararán como facturadas provisionalmente a cuenta.

Si con posterioridad a la expedición de facturas de una liquidación apareciera una nueva información o cualquier otra circunstancia que afectará a las cuantías de anotaciones facturadas como definitivas, el operador del sistema revisará la calificación de las mismas que pasarán a ser facturadas como provisionales a cuenta comunicándolo a los BRP.

Las anotaciones facturadas como definitivas o como provisionales en cada una de las liquidaciones permanecerán en el Registro de Anotaciones en Cuenta como mínimo el tiempo fijado en la legislación sobre la conservación de facturas, no siendo suprimidas por liquidaciones posteriores.

6.1 Liquidación Inicial Provisional.

La Liquidación Inicial Provisional de un mes natural se realizará en las dos fases quincenales siguientes:

- Liquidación Inicial Provisional Primera de los días 1 al 15, que dará lugar a una facturación.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda del mes completo, que dará lugar a una facturación por diferencias respecto a la Liquidación Inicial Provisional Primera.

La Liquidación Inicial Provisional Segunda incluirá las nuevas informaciones de la primera quincena que pudieran estar disponibles tras la facturación de la Liquidación Inicial Provisional Primera.

El operador del sistema podrá incrementar la frecuencia del proceso de liquidación estableciendo en el proceso de Liquidación Inicial Provisional un horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el mercado, al Ministerio y a la CNMC, con tres meses de antelación, el calendario de liquidación adaptado al nuevo horizonte.

En la Liquidación Inicial Provisional solamente se tendrán en cuenta medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones peninsulares de producción, de consumo de bombeo y almacenamiento que cumplan los requisitos del P.O. 10.5.

En la Liquidación Inicial Provisional Segunda adicionalmente se considerarán medidas de consumo tipo 1, 2 y 3 de participantes acogidos a la liquidación potestativa, según el apartado 6.6 de este procedimiento.

La secuencia de operaciones de la Liquidación Inicial Provisional será la siguiente:

(a) Segundo día hábil posterior al día D del mes M.

El operador del sistema calculará y anotará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes al día D con la información disponible. Se calcularán y anotarán igualmente los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a los días del mes M anteriores al día D con la nueva información disponible sobre dichos días.

El operador del sistema pondrá a disposición de cada BRP el Registro de Anotaciones en su Cuenta mediante copia electrónica del mismo y junto con la información imprescindible para que el BRP pueda comprobar las cuantías anotadas, respetando la normativa vigente de confidencialidad.

Quedará abierto el plazo de reclamaciones sobre las cuantías anotadas u omitidas en el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondientes a los días del mes M hasta el día D, permaneciendo dicho plazo abierto hasta el día de cierre de reclamaciones de la Liquidación Final Definitiva del mes M.

En el caso de que los cálculos de días anteriores al día D recojan nuevas informaciones sobre programas o precios, el operador del sistema lo comunicará a los BRP junto con el cálculo del día D.

(b) Segundo día hábil posterior al día 15 del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(c) Quinto día hábil posterior al día 15 del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

(d) Sexto día hábil posterior al día 15 del mes M.

El operador del sistema expedirá las facturas correspondientes a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo de cada BRP.

(e) Noveno día hábil posterior al día 15 del mes M.

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el P.O. 14.7.

(f) Tercer día hábil posterior al último día del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la última publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(g) Séptimo día hábil del mes M+1.

En caso de disponer de nueva información respecto a la utilizada para la publicación del tercer día hábil, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago con la nueva información disponible hasta las 10:00.

Independientemente de que el cálculo de medida en punto frontera del Concentrador Principal se efectúe el quinto día hábil del mes siguiente con todas las prelación existentes, dichos valores de energía no se utilizarán para realizar la Liquidación Inicial Provisional si no proceden de equipos registradores que cumplan con el procedimiento de operación 10.5.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

En el caso de que los cálculos recojan nuevas informaciones sobre programas o precios del mes, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

Se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes M para la facturación del mes M.

Se cerrará el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con el fin de proceder a la primera expedición de facturas del mes completo.

(h) Octavo día hábil del mes M+1.

El operador del sistema expedirá las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

(i) Undécimo día hábil del mes M+1.

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el P.O. 14.7.

6.2 Liquidación Intermedia Provisional.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir tras la publicación del cierre intermedio de medidas establecido en el P.O. 10.5, con el fin de realizar la Liquidación Intermedia Provisional.

En el caso de que la medida mensual elevada a barras de central del conjunto de unidades de comercialización o de consumidor directo de un BRP sea inferior al 90 % de su programa final mensual, se utilizará, a efectos de la liquidación, el programa cuarto-horario de liquidación de sus unidades, como valor de medida cuarto-horaria en barras de central. Al solo efecto de aplicar el criterio del 90 %, la elevación a barras de central se realizará en cada hora con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. La diferencia horaria entre el programa y la medida en punto frontera minorará las pérdidas de las redes a efectos del cálculo del coeficiente de ajuste cuarto-horario K real definido en el anexo II del P.O. 14.4.

La liquidación del resto de unidades de comercializadores y consumidores directos se realizará con la medida elevada a barras de central conforme a lo dispuesto en el anexo II mencionado y en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Intermedia Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

6.3 Liquidación Final Provisional.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre provisional de medidas del mes M.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera. El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

6.4 Liquidación Final Definitiva.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre definitivo de medidas del mes M tras la resolución de objeciones.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Definitiva respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera y respetando los plazos de reclamaciones establecidos en el apartado 4.3 de este procedimiento.

El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

Una vez que se hayan resuelto las reclamaciones pendientes, el operador del sistema declarará todas las anotaciones en cuenta como definitivas y cerrará definitivamente el Registro de Anotaciones en Cuenta para dicho mes M. No se realizarán nuevas liquidaciones del mes M aunque aparezcan nuevas informaciones con

posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva salvo lo establecido en el apartado 6.5.2.

6.5 Liquidación Excepcional.

6.5.1 Liquidación Excepcional por suspensión o baja de un BRP.

Si un BRP queda suspendido temporal o definitivamente de su participación en el Mercado por incumplimiento de su obligación de pago, por no prestar sus garantías de pago, por estar incurso en un procedimiento concursal, por baja de su participación en el Mercado o por cualquier causa análoga, el operador del sistema podrá realizar una Liquidación Excepcional para proceder al cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta del BRP correspondientes a todos los meses pendientes con la mayor prontitud posible. A tal efecto, el operador del sistema podrá establecer un mecanismo excepcional para proceder al cierre definitivo de las medidas correspondientes al Sujeto. El operador del sistema justificará dicho mecanismo ante los sujetos afectados y la CNMC.

6.5.2 Liquidación Excepcional Post-Final por error material.

Si tras el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M, el operador del sistema detecta un error material en el proceso de la liquidación de dicho mes, se realizará una Liquidación Excepcional Post-Final corrigiendo el error material siempre que el error material sea de tal naturaleza que no podía haber sido detectado por ningún BRP, que el total de las cuantías anotadas afectadas sea superior a la milésima parte del total de las cuantías anotadas del mes M y que no haya transcurrido un año desde el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M. En caso de realizarse esta Liquidación Excepcional Post-Final, se utilizaría la información disponible aparecida con posterioridad al cierre de la Liquidación Final.

6.5.3 Liquidación Excepcional por otros motivos.

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión, por fuerza mayor u otra causa justificada, no sea posible realizar una liquidación en los plazos o con los criterios previstos en los procedimientos de operación, el operador del sistema podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas, retrasando la liquidación o estableciendo criterios transitorios para una liquidación excepcional. El operador del sistema justificará sus actuaciones a posteriori ante los sujetos afectados y la CNMC. En el caso de realizarse una liquidación excepcional con criterios transitorios, la liquidación normal, con los criterios previstos en los procedimientos de operación, se realizará tan pronto como se solucionen las causas que justificaron la excepcionalidad.

6.6 Liquidación potestativa del desvío del consumo de clientes tipo 1, 2 y 3.

Los BRP que adquieran energía para clientes con puntos frontera de tipo 1, 2 y 3 podrán solicitar al operador del sistema, para cada una de sus unidades de programación, la liquidación provisional de los desvíos del consumo en barras de central de estos clientes en la Liquidación Inicial Provisional Segunda en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1.

La elevación a barras de central se realizará con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa.

Los requisitos necesarios para realizar la liquidación potestativa del mes M en la Liquidación Inicial Provisional Segunda son los siguientes:

- a) La comunicación al operador del sistema del porcentaje del programa final de cada cuarto de hora del mes M que corresponde al consumo previsto en barras de central en el cuarto de hora de los clientes de tipo 1, 2 y 3. Los porcentajes anteriores se actualizarán al menos semanalmente y deberá estar comunicados para todos los cuartos de hora del mes M antes del tercer día hábil del mes M+1. En caso de que no existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, estos porcentajes se comunicarán con resolución horaria.
- b) La comunicación de los Encargados de la Lectura al Concentrador Principal de más del 90 % de los valores cuarto-horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de los clientes de tipo 1,2 y 3 del participante en el mercado.
- c) La realización de las comunicaciones del participante en el mercado en el formato electrónico y con la frecuencia establecidos por el operador del sistema antes del tercer día hábil del mes M+1.

Sin perjuicio de lo establecido en el procedimiento de operación 10.11, los Encargados de la Lectura deberán comunicar diariamente al Concentrador Principal la información de medidas de los puntos de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado con liquidación potestativa.

En el caso de que no se disponga en el Concentrador Principal del 100 % de los valores cuarto-horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado, se multiplicarán todas los valores cuarto-horarios disponibles por el coeficiente $k=100/p$ siendo p el porcentaje del número de valores cuarto-horarios del mes M disponibles en el Concentrador Principal respecto al total esperable de 96 valores diarios por cada día del mes M en el que el punto frontera está asignado al participante en el mercado.

El operador del sistema liquidará el desvío de la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 conforme a lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.4 para las liquidaciones de desvíos con cierre de medidas de demanda.

En todo caso, el operador del sistema podrá denegar la solicitud de liquidación potestativa de un mes si las medidas disponibles son manifiestamente insuficientes. En particular, podrá denegar la liquidación potestativa en un mes si las medidas de tipo 1, 2 y 3 disponibles, elevadas a barras de central, son inferiores al 90 % de su programa.

6.7 Días inhábiles y festivos de ámbito nacional.

A efectos del proceso de liquidación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre, el 31 de diciembre, y los que, hasta un máximo de dos días anuales, determine el operador del sistema.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes del mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días inhábiles que no sean sábados ni domingos.

A efectos del cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago en los que corresponda su aplicación, el operador del sistema pondrá a disposición de los participantes en el mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días festivos de ámbito nacional a los que se refiere el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

P.O. 14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

I. Aspectos generales

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1 y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a) La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b) La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c) El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- d) El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- e) El servicio de respuesta activa de la demanda establecido en el procedimiento de operación 7.5.
- f) Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones.

2.1 Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los participantes en el mercado (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés).

2.2 Referencias.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones de no frecuencia se entenderán como referidas a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a Normas CCFR en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia conforme a lo previsto en el artículo 50.3 del Reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a Normas CCU en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados conforme a lo previsto en el artículo 51.1 del Reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

2.3 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Programa en tiempo real (PTR)»: programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio de regulación secundaria en los mercados previos al servicio de regulación secundaria.

«Unidad de programación (UP)»: es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en el procedimiento de operación 3.1.

«Programas de intercambio transfronterizos de productos de balance» o «Programas de intercambio RR, mFRR o aFRR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance de cada tipo de producto estándar de balance (RR, mFRR o aFRR, por sus siglas en inglés).

«Proceso de compensación de desequilibrios»: proceso Imbalance Netting (IN por sus siglas en inglés).

«Periodo de liquidación del desvío» (ISP por sus siglas en inglés): unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de los BRP, tal como se define en el punto (15) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, y se determina el precio del desvío. Este periodo es de quince minutos.

3. Criterios generales.

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

a) La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

b) La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c) La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

d) Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

e) Los derechos de cobro que resulten con signo negativo (debido a precios negativos) se convertirán en obligaciones de pago. Las obligaciones de pago con signo positivo (debido a precios negativos) se convertirán en derechos de cobro.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

a) Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b) Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c) Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d) Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e) Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f) Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

g) Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de un cuarto de hora, salvo mención expresa en otro sentido.

II. Liquidación de la energía de balance

Energía de balance provista por los BSP del sistema eléctrico peninsular

4. Productos de energía de balance.

La energía de balance se asigna a los proveedores de servicios de balance (BSP) a través de los siguientes productos:

- (a) Producto de reserva de sustitución «Replacement Reserve» (RR).
- (b) Regulación terciaria. Se corresponde con el producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).
- (d) Servicio de respuesta activa de la demanda.

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6, 7 y 9.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance de RR y regulación terciaria asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 8.

5. Energía de balance del producto RR.

5.1 Energía de balance de producto RR a subir.

a) La activación de ofertas de energía de balance a subir del producto RR da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRR_u = \sum ERRS_u \times PMRR$$

donde:

$ERRS_u$ = Energía activada del producto RR a subir a la unidad u .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el P.O. 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCF_u = \sum ERRSCF_u \times \max(PMRR, POFRRS_u)$$

donde:

$ERRSCF_u$ = Energía activada a subir del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRS_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

a) La activación de ofertas de energía de balance a bajar del producto RR da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRR_u = \sum ERRB_u \times PMRR$$

donde:

$ERRB_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el P.O. 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea inferior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. La obligación de pago se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRBCF_u = \sum ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

donde:

$ERRBCF_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRB_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.3 Asignación del sobrecoste por activación de ofertas por razones de control de flujo en las interconexiones.

El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones, $SCRRCF$, se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema. Se calcula según la fórmula siguiente:

$$SCRRCF = \sum ERRSCF_u \times (POFRRS_u - PMRR) + \sum ERRBCF_u \times (PMRR - POFRRB_u)$$

6. Regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación para cada tipo de activación.

6.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

6.1.1 Regulación terciaria a subir

La asignación programada de energía de regulación terciaria a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERP_u = ETERPS_u \times PMTERPS$$

donde:

$ETERPS_u$ = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPS$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

6.1.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERP}_u = \text{ETERPB}_u \times \text{PMTERPB}$$

donde:

ETERPB_u = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPB = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

6.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

6.2.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERD}_u = \text{ETERDS}_u \times \max(\text{PMTERPSQ}_0, \text{PMTERDSQ}_0)$$

donde:

ETERDS_u = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

PMTERPSQ_0 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

PMTERDSQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERD}_u = \text{ETERDS}_u \times \max(\text{PMTERPSQ}_1, \text{PMTERDSQ}_0)$$

donde:

ETERDS_u = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

PMTERPSQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_1 .

PMTERDSQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

6.2.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_0, \text{PMTERDBQ}_0)$$

donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_0 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_1, \text{PMTERDBQ}_0)$$

donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_1 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

6.3 Asignaciones por aplicación del mecanismo excepcional de asignación (MER).

6.3.1 Asignaciones de regulación terciaria por MER a subir.

La asignación de energía a subir por MER da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPS} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDSQ}_0 > 0$$

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPS} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDSQ}_0 < 0$$

donde:

ETERMERS_u = Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad u .

En caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

6.3.2 Asignaciones de regulación terciaria por MER a bajar.

La asignación de energía a bajar por MER da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPB} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDBQ}_0 > 0$$

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPB} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDBQ}_0 < 0$$

donde:

ETERMERB_u = Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad u .

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

7. Regulación secundaria.

7.1 Regulación secundaria a subir.

La asignación de energía de regulación secundaria a subir a cada BSP de aFRR z da lugar, en cada cuarto de hora, a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS}_z$$

donde:

ESECS_z = Energía de regulación secundaria a subir del BSP de aFRR z , calculada según lo establecido en el apartado 9.2.1 del P.O. 7.2.

PMSECS_z = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a subir, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.1 del P.O. 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio PMSECS_z será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar a cada BSP de aFRR z da lugar, en cada cuarto de hora, a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSEC}_z = \text{ESECB}_z \times \text{PMSECB}_z$$

donde:

ESECB_z = Energía de regulación secundaria a bajar, calculada según lo establecido en el apartado 9.2.2 del P.O. 7.2.

PMSECB_z = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a bajar, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.2 del P.O. 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio $PMSECB_z$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

7.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

7.3.1 Incumplimiento por permanencia del BSP de aFRR en estado OFF.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFS_z = - EOFFS_z \times POFFS_z$$

donde:

$EOFFS_z$ = Energía incumplida a subir por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del P.O. 7.2.

$POFFS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del P.O. 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFB_z = - EOFFB_z \times POFFB_z$$

donde:

$EOFFB_z$ = Energía incumplida a bajar por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del P.O. 7.2.

$POFFB_z$ = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del P.O. 7.2.

7.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de incumplimiento por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRIS_z = - ERIS_z \times PRIS_z$$

donde:

$ERIS_z$ = Energía incumplida a subir por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del P.O. 7.2.

$PRIS_z$ = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR b, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del P.O. 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRIB}_z = - \text{ERIB}_z \times \text{PRIB}_z$$

donde:

ERIB_z = Energía incumplida a bajar por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del P.O. 7.2.

PRIB_z = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del P.O. 7.2.

7.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRITRS}_z = - \text{ERITRS}_z \times \text{PRITRS}_z$$

donde:

ERITRS_z = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del P.O. 7.2.

PRITRS_z = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del P.O. 7.2.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRITRB}_z = - \text{ERITRB}_z \times \text{PRITRB}_z$$

donde:

ERITRB_z = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del P.O. 7.2.

PRITRB_z = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del P.O. 7.2.

7.4 Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real (OPINSECTR) se integrará como un ingreso en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA) y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

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

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria se verificará de forma agregada para cada BSP de aFRR y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes al BSP de aFRR.

En cada periodo de programación, se realizará una anotación para el BSP de aFRR del BRP y otra anotación para el resto de las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP, en su unidad de liquidación específica para cada BRP.

8.1 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALS}_{z,s} = \text{EINCLEBALS}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PBAL}_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$\text{EINCLEBALS}_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALS}_{z,s} = \text{máx} (-\text{STGS}_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFS}_{z,s}))$$

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

$\text{EREFS}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRS}_{z,s} + \text{STGS}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$.

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{SRTRS}_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR s o del BRP s.

$\text{STGS}_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR a o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o pertenecientes al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

$\text{PBAL}_{z,s}$ = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en el BSP de aFRR z o las unidades pertenecientes al BRP s.

8.2 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALB}_{z,s} = \text{EINCLEBALB}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$\text{EINCLEBALB}_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR a o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR z o el BRP tienen saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALB}_{z,s} = - \text{mín} (-\text{STGB}_{z,s}; \text{máx}(0, \sum_{z,s} \text{MBCu} - \text{EREFB}_u))$$

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$.

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{SRTRB}_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{STGB}_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR z o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

8.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

9. Servicio de respuesta activa de la demanda.

9.1 Liquidación de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada periodo de programación cuarto horario según la fórmula siguiente:

$$\text{DCRAD} = \text{ERADS} \times \text{PMRADS}$$

donde:

ERADS = Energía asignada a subir a la unidad de programación de demanda.

PMRADS = Máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación cuarto horario en el que se realiza la activación del servicio.

En caso de no existir asignación de terciaria en el periodo correspondiente, el precio será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones de regulación terciaria programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

9.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada cuarto de hora, se verificará el cumplimiento de la asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de cada unidad de programación. El incumplimiento de la asignación dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPENERAD} = \text{ENEINRAD} \times \text{PMRADS} \times 2$$

siendo:

$$\text{ENEINRAD} = \max(-\text{ERADS}; \min(0, \text{MBC} - \text{PHFC} - \text{ERADS}))$$

donde:

PHFC = Programa horario final de la unidad de programación.

MBC = Medida en barras de central de la unidad de programación.

La suma horaria de las obligaciones de pago por incumplimiento de la asignación de energía del servicio de respuesta activa (OPEINSRAD) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

10. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información.

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.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

Energía de balance intercambiada entre TSO

11. Intercambios internacionales de energía de balance.

11.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance (RR, mFRR y aFRR) entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance entre sistemas que realice el operador del sistema a través de las correspondientes plataformas europeas de balance se valorarán al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación para cada interconexión y para cada tipo de producto en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

11.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (RR, mFRR y aFRR) que se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_{i,p} = \sum (EIITB_{i,p} \times PMITB_{i,p})$$

donde:

$EIITB_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p en la interconexión i .

$PMITB_{i,p}$ = Precio marginal del producto p en sentido importador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor $PMITB_{i,p}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

11.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i y por cada tipo de producto p (RR, mFRR y aFRR), que se calcula con la fórmula siguiente:

$$OPITB_{i,p} = \sum (EEITB_{i,p} \times PMITBE_{i,p})$$

donde:

$EEITB_i$ = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p en la interconexión i .

$PMITBE_{i,p}$ = Precio marginal del producto p en sentido exportador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor $PMITBE_{i,p}$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

11.2 Intercambios transfronterizos de energía resultantes de la compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos (IN), serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

Se realizará una anotación en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O. 14.6.

11.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCIIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

donde:

$EIIN_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i .

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del P.O. 7.2.

11.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido exportador, se anotará una obligación de pago que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$OPEIN_i = \sum_i (EEIN_i \times PIN)$$

donde:

$EEIN_i$ = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i .

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del PO 7.2.

III. Liquidación de los desvíos

12. Liquidación del desvío del BRP.

El periodo de liquidación de los desvíos (ISP) es de quince minutos.

En cada ISP, se realizará una única anotación a cada BRP por la liquidación del desvío por su actividad de generación y de su consumo en una unidad de liquidación específica para cada BRP.

12.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 13. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVS$$

12.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 13. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{brp} = DESV_{brp} \times PDESVB$$

12.3 Desvío cero del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es cero, el importe económico será cero.

13. Cálculo del desvío de cada BRP.

Cada BRP tendrá una posición final de todas sus unidades de programación, excluidas las unidades genéricas y portfolio, para el cálculo de la energía del desvío.

El desvío de cada BRP ($DESV_{brp}$) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$DESV_{brp} = MEDBC_{brp} - (POSFIN_{brp} + AJUDSV_{brp})$$

donde:

$MEDBC_{brp}$ = Medidas en barras de central del BRP.

$POSFIN_{brp}$ = Posición final del BRP.

$AJUDSV_{brp}$ = Ajuste del desvío del BRP.

13.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida $MEDBC_{brp}$ en barras de central de un BRP es la suma de las medidas en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo del BRP. En caso de aplicación, se añadirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados, conforme a lo dispuesto en el P.O. 14.8, a las respectivas unidades de compra u del BRP.

La medida de cada unidad de programación y la elevación a barras de central de las medidas en punto frontera se determinará según los criterios y fórmulas del anexo II.

13.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá una posición final para la determinación de la energía del desvío.

La posición final $POSFIN_{brp}$ de un BRP es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el

Programa Final PHFC definido en el P.O. 3.1. Los cambios de programa entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho P.O. 3.1.

$$\text{POSFIN}_{\text{brp}} = \sum_u \text{PHFC}(u, \text{brp}) + \sum_u \text{IT}(u, \text{brp})$$

13.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío $\text{AJUDSV}_{\text{brp}}$ es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de los BSP de aFRR asignadas al BRP y de la suma de la energía asignada por el operador del sistema a las unidades de programación del BRP por restricciones técnicas en tiempo real (ERTR). Asimismo, se incluye en este término las diferencias en energía entre el programa operativo p48 y el programa en tiempo real (EPTR) de los BSP de aFRR asignados al BRP en los periodos de programación donde participen en el servicio de regulación secundaria, o en todos los periodos de programación si han escogido seguir el PTR de acuerdo con el apartado 5 del anexo II de P.O. 7.2.

$$\text{AJUDSV}_{\text{brp}} = \sum_u \text{EB}(u, \text{brp}) + \sum_z \text{EB}(z, \text{brp}) + \sum_u \text{ERTR}(u, \text{brp}) + \sum_u \text{EPTR}(u, \text{brp})$$

13.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP podrá ser:

- (a) Desvío a subir, tiene signo positivo, su sentido es de mayor generación o menor consumo.
- (b) Desvío a bajar, tiene signo negativo, su sentido es de menor generación o mayor consumo.

14. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio único o dual en cada ISP dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicho ISP. La energía activada en el servicio de respuesta activa de la demanda tiene consideración de energía de balance FRR a efectos de la determinación del precio único o dual.

En caso de que en el ISP no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2 % de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos. A este respecto, se considerará sentido mayoritario, subir o bajar, el sentido en el que se haya activado un mayor volumen de energías de balance FRR.

En caso de que se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, y no se cumpla la condición de proporción del párrafo anterior, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

Las energías de balance FRR activadas por necesidades de otros TSO no se considerarán a efectos de la determinación del precio único o dual establecido en este apartado.

14.1 Desvío total del sistema.

A efectos de determinar el desvío total del sistema (DTS), se calculará el saldo neto de las energías a subir y a bajar asignadas, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- energía de balance RR.
- energía de balance de regulación terciaria.

- energía de balance de regulación secundaria.
- intercambios transfronterizos de productos estándares de balance (RR, mFRR o aFRR).
- intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).
- por la activación del servicio de respuesta activa de la demanda.

$$DTS = - [\sum_u (\sum ERRS_u + \sum ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum ERRBCF_u) + \sum_u (\sum ETERDS_u + \sum ETERDB_u) + \sum_u (\sum ETERPS_u + \sum ETERPB_u) + \sum_u (\sum ETERMERS_u + \sum ETERMERB_u) + \sum_z (\sum ESECS_z + \sum ESECB_z) + \sum_i (\sum EIITB_i + \sum EEITB_i) + \sum_i (\sum EIIN_i + \sum EEIN_i) + \sum_u (\sum ERADS_u)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

- (a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.
- (b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.
- (c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

14.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en el ISP no se han activado energías de balance FRR o sólo se han activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es inferior al 2 % de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario. En este último caso, a los efectos de determinar el precio aplicable de acuerdo con los siguientes supuestos, no se considerará la energía en sentido minoritario:

- (a) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{v_{brp}} = PBALSUB$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance RR y FRR a subir activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a subir al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

- (b) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a bajar, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{v_{brp}} = PBALBAJ$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(c) Si se han activado energías de balance RR en sentido contrario al sentido de las energías de balance FRR, o se han activado energías de balance RR en ambos sentidos, el precio del desvío se calculará según el sentido del desvío total del sistema:

i. Si el desvío del sistema es a bajar (negativo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBAL\text{SUB}$$

ii. Si el desvío del sistema es a subir (positivo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBAL\text{BAJ}$$

(d) Si no se han activado energías de balance RR ni FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 14.4.

Para cada periodo de programación, la energía de balance RR activada será el saldo neto de las energías de balance RR activadas en el periodo.

14.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si se han activado energías de balance FRR a subir y a bajar, y el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es mayor o igual al 2 % de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario:

El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDES\text{V}\text{S}_{brp} = PBAL\text{BAJ}$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDES\text{V}\text{B}_{brp} = PBAL\text{SUB}$$

14.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada ISP donde no se haya producido activación de energías de balance ni de RR ni de FRR en ningún sentido.

Este valor se calculará como el valor medio aritmético entre el mínimo precio de las ofertas a subir de energías de balance RR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance RR en dicho ISP.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español a la plataforma de balance del producto RR.

15. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

15.1 Desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra y el programa acordado entre los operadores de los respectivos sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O. 14.6.

En cada cuarto de hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

$$DIR = \sum_{frintc,q} DIR_{frint,q}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera *frint*.

Si la suma de estos desvíos internacionales es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

Si la suma de estos desvíos internacionales es negativa, se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

15.2 Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

El saldo horario de esta cuenta de compensación (SALDODIR) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

15.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

El desvío en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el P.O. 14.6.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

donde:

$$IMPINTEN = Desv\Delta f \times PCCFR + DesvPrp \times PDesvPrp$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia, $Desv\Delta f$, y por la programación de rampa de variación de programas internacionales, $DesvPrp$.

$PDesvPrp$: El precio de los desvíos intencionados que resultan por la programación de rampas ha sido valorado a cero EUR/MWh en las normas CCFR, por lo que no se generan derechos de cobro ni obligaciones de pago.

$PCCFR$: El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

$$IMPNOINTEN = DesvNoInt \times PCCU$$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

PCCU: El precio de los desvíos no intencionados es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio coincide con el precio PCCFR.

Los Centros de Coordinación del área síncrona continental europea son los encargados de calcular y publicar a los operadores de los sistemas eléctricos los desvíos y los precios anteriormente indicados para su liquidación de acuerdo con lo dispuesto en este apartado.

15.4 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O. 14.6.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = \sum ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = \sum ABE \times PDESVB$$

15.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en la misma se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

DCDESC = ENEDESCI x PDESVS, si el descuadre es en sentido importador.

OPDESC = ENEDESCE x PDESVB, si el descuadre es en sentido exportador.

donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

El saldo que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo que resulte en la interconexión con Portugal.

15.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto en las interconexiones internacionales.

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

IV. Saldo de liquidación de energías posteriores al PHFC

16. Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Final.

El saldo horario de la liquidación de energías posteriores al PHFC (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria y cuarto-horaria de todas las energías posteriores al PHFC, excluyendo el importe del sobre coste de las restricciones en tiempo real y de los intercambios de apoyo.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa existirá un ingreso.

El saldo SALDOLIQ se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

V. Liquidación de la reserva de balance

17. Reserva de regulación secundaria.

17.1 Reserva de regulación secundaria a subir.

La asignación de reserva de regulación secundaria a subir dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a subir asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSS_z = RSS_z \times PMRSS$$

donde:

RSS_z = Reserva de regulación secundaria a subir asignada al BSP de aFRR z.

$PMRSS$ = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a subir.

17.2 Reserva de regulación secundaria a bajar.

La asignación de reserva de regulación secundaria a bajar dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a bajar asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSB_z = RSB_z \times PMRSB$$

donde:

RSB_z = Reserva de regulación secundaria a bajar asignada al proveedor z.

$PMRSB$ = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a bajar.

17.3 Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

17.3.1 Incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRSSRES}_z = - \text{RSSRES}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KRES}$$

$$\text{OPRSBRES}_z = - \text{RSBRES}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KRES}$$

siendo:

$$\text{RSSRES}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP respaldo}_z$$

$$\text{RSBRES}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW respaldo}_z$$

donde:

PMRSS = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KRES = Coeficiente de incumplimiento = 0,15.

VARaFRRUP_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP respaldo_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW respaldo_z = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

17.3.2 Incumplimiento en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRSS}_z = - \text{RSS}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSB}_z = - \text{RSB}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{RSS}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP}_z$$

$$\text{RSB}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW}_z$$

donde:

PMRSS = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

VARaFRRUP_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW_z = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

17.4 Coste de la reserva de regulación secundaria.

El coste de la reserva de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 17.1, 17.2 y 17.3.

El coste de la reserva de regulación secundaria (CFBAN) se liquidará a la demanda (CFBANDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFBANDES).

El coste de la reserva de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema (CSA), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste de la reserva de regulación secundaria asignado a los BRP CFBANDES, se realizará una única anotación cuarto-horaria por BRP.

18. Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda.

18.1 Liquidación de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de potencia del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada hora según la fórmula siguiente:

$$DCBANRAD = BANRAD \times PMBANRAD$$

donde:

BANRAD = Potencia asignada en la subasta anual.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

El cálculo anterior no aplicará a aquellos periodos horarios en los que no se requiere la aplicación del servicio.

18.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada hora, se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta. El incumplimiento de la disponibilidad dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPBANRAD = - PNODISP \times PMBANRAD \times k$$

siendo:

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

PNODISP = Potencia media horaria incumplida = $\sum_{\text{ciclo}} \text{PNODISP}_{\text{ciclo}} / \text{NC}$.

K = Factor de penalización; su valor será 1 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es menor o igual al 10 % de la suma de las potencias horarias asignadas a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio; su valor será 1,5 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es mayor al 10 % de la suma de las potencias horarias asignada a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio.

donde:

$\text{PNODISP}_{\text{ciclo}}$ = Diferencia positiva entre la potencia asignada menos el valor absoluto de la telemida en barras de central en cada ciclo de lectura de telemida en la hora. Si el valor absoluto de la telemida es superior a la potencia asignada, este

valor será cero. Para la elevación a barras de central se considerarán los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC.

NC = Número de ciclos de lectura de teled medida en la hora.

No se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida los periodos horarios en los que no se requiera la aplicación del servicio.

Tampoco se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida las horas donde se haya producido la activación del servicio y las dos horas posteriores a dicho periodo. En caso de que la activación se produzca en el primer cuarto de hora, tampoco se considerará la hora anterior al periodo de activación.

En caso de activación del servicio, se verificará que el PHFC de la unidad es suficiente para activar la totalidad de la potencia asignada (el redespacho es igual a la potencia asignada en la subasta). En caso de que no fuera suficiente, se considerará incumplida la potencia correspondiente a la energía no activada:

$$OPBANRAD = PNODISP_{act} \times PMBANRAD$$

donde:

$$PNODISP_{act} = \min(0, ERADS - BANRAD).$$

18.3 Coste de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa.

El coste horario de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 y 18.2.

Este coste (CFSRAD) se liquidará a la demanda (CFSRADDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFSRADDES).

El coste asignado a la demanda CFSRADDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste asignado a los BRP CFSRADDES, se calculará el coste en cada cuarto de hora dividiendo el coste horario entre cuatro y se realizará una única anotación cuarto-horaria por BRP.

VI. Liquidación de la solución de restricciones técnicas

19. Solución de restricciones técnicas.

El proceso de solución de restricciones técnicas incluye la energía programada a subir o bajar para resolver las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), fase 1, de la energía programada para equilibrar el programa generación demanda tras la solución de restricciones técnicas al PDBF, fase 2, y de la energía programada a subir o a bajar para resolver las restricciones técnicas en tiempo real.

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

Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad

20.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPV_{u,b} = ERPVPV_{u,b} \times POPVPV_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u$$

donde:

$ERPVPV_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPV_{u,b}$ = Precio de la oferta para el bloque b de la unidad u .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque caliente.

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O.3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la fórmula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

donde:

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de la turbina gas adicional.

NAA_u = Número de horas que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque programado se recalcularán los derechos de cobro utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán 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.

20.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.2 del P.O. 3.2 comprobando que exista alguna hora anterior con medida menor o igual que cero y comprobando 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 las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiteje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina y comprobando que exista alguna hora anterior con medida menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada hora en que no se ha realizado el arranque por el valor horario de los arranques.

$$OPINCARR_u = - (CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC)$$

$$OPINCDCAA_u = - (NarrA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

donde:

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada hora:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multiteje.

20.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

PMED = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVP_{C_u} = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

$ERVPVPC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u .

20.4 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPB_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPB_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

20.5 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de adquisición.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPB_u \times POPVPB_{u,b}$$

donde:

$ERPVPB_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de adquisición u .

$POPVPB_{u,b}$ = Precio oferta para el bloque b de la unidad adquisición de u .

20.6 Incumplimientos de las asignaciones a subir de fase 1 para unidades de venta.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no existan productos cuarto-horarios en los mercados diario e intradiario y, por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en el P.O. 3.2, mientras los valores de energía y precio en todos los cuartos de hora de la misma hora tengan el mismo valor.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro por energía calculados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCSPVP}_u = \text{EINCSPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ siempre que } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

donde:

EINCSPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCSPVP}_u = \text{máx} [-\text{ERPVP}_u; \text{mín} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

MEDRTR = Valor de energía empleado para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a las fórmulas siguientes, según el caso.

$\text{MEDRTR} = \text{MBC}$ si $\text{RTR} \geq 0$ o si $\text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG}$.

$\text{MEDRTR} = \text{máx} (\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{mín} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}]$ si $\text{RTR} < 0$ y $\text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$.

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

20.7 Incumplimientos de las asignaciones a bajar de fase 1 para unidades de venta.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a bajar en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o inferior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán las obligaciones de pago calculadas según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea superior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCBPVP}_u = \text{EINCBPVP}_u \times 0,2 \times \text{abs} (\text{PMD})$$

donde:

$$\text{EINCBPVP}_u = \text{max} (\text{ERPVPB}, \text{min} (0, \text{PVP} - \text{MEDRTRB}))$$

donde:

EINCBPVP_u = Energía incumplida a bajar en fase 1 de la unidad u , descontando el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real.

MEDRTRB = Valor de energía empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a bajar de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por

energía a subir por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a las fórmulas siguientes, según el caso:

$$\text{MEDRTRB} = \text{MBC} \text{ si } \text{RTR} \leq 0 \text{ o si } \text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}.$$

$$\text{MEDRTRB} = \text{MBC} + \min[\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}] \text{ si } \text{RTR} > 0 \text{ y } \text{PVP} < \text{PHFC} + \text{TG}.$$

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

20.8 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

Reequilibrio de generación y demanda

20.9 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas de unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOOS}_{u,b} = \text{ERECOOS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOS}_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOS}_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

20.10 Energía programada a subir a unidades de venta y adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta presentada estando obligado a ello.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta o adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} >= 0$$

$$\text{OPERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERECOS_u = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible estando obligado a ello.

20.11 Energía programada a subir a unidades de adquisición o de venta en fase 2 de restricciones técnicas por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones a subir por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas a unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

20.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición sin oferta presentada estando obligadas a ello.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta presentada.

20.14 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERECOMERB_u = Energía asignada a bajar a la unidad u , sin oferta disponible.

20.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

El coste de las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 20.1 a 20.14. Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

21. Restricciones técnicas en tiempo real.

21.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

El derecho de cobro por restricciones en tiempo real a unidades de venta que hayan presentado oferta de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERTRS}_{u,b} = \text{ERTRS}_{u,b} \times \text{PO}_{u,b} + \text{CAF}_u / \text{NARRF} + \text{CAC}_u / \text{NARRC} + \text{ChAA} + \text{DCAA}_u$$

donde:

$\text{ERTRS}_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de la unidad de venta u por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{PO}_{u,b}$ = Precio de la oferta para el bloque de energía b .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

ChAA = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

NARRF_u = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

NARRC = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O. 3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la fórmula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

donde:

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque, se recalcularán los derechos de cobro calculados en este apartado utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán 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.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

21.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en P.O. 3.2 comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto- horaria menor o igual que cero 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 las últimas cinco horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto-horaria menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada hora en que no se ha realizado el arranque por el valor horario de los arranques.

$$OPINCARR_u = - (CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC)$$

$$OPINCDCAA_u = - (NarrA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

donde:

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

$NarrA_u$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA_u = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA_u = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada hora:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

21.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad de venta u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

21.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de adquisición de demanda con oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades de adquisición se calcula según la fórmula siguiente:

donde:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTRS_{u,b} \times POS_{u,b}$$

donde:

$ERTRS_{u,b}$ = Energía programada a subir de la unidad de adquisición u por solución de restricciones en tiempo real con oferta.

$POS_{u,b}$ = Precio de la energía programada a subir en las restricciones.

21.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de

pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRS}_{u,b} = \text{ERTRB}_{u,b} \times \text{POB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTRB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real con oferta presentada.

$\text{POB}_{u,b}$ = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía b .

21.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades de venta que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERTRMERB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de demanda, consumo de bombeo o almacenamiento con oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de demanda se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{u,b} = \text{ERTRB}_{u,b} \times \text{POB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTRB}_{u,b}$ = Energía a bajar por la unidad u por solución de restricciones técnicas con oferta.

$\text{POB}_{u,b}$ = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía b .

21.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de consumo de bombeo o almacenamiento sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de bombeo o almacenamiento se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERTRSOB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.8 Incumplimientos de las asignaciones en tiempo real a subir.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORP}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en el periodo de programación existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \text{máx} (-\text{ERTRS}_u, \text{mín} (0, \text{MBC}_u - (\text{máx} (\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTRS}_u)))$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

ERTRS_u = Energía programada a subir a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PORP_u = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.9 Incumplimientos de las asignaciones de energía en tiempo real a bajar de las unidades de venta.

En el caso de que la medida en un período de programación para una unidad de venta sea superior a la energía programada por seguridad, el valor de la energía incumplida se determinará de la siguiente manera:

$$\text{OPEINCRTRB}_u = \text{EINCRTRB}_u \times (\text{POR}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRB_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad u de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRB}_u = \text{min} (-\text{ERTRB}_u, \text{max} (0, \text{MBC}_u - (\text{máx} (\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGS}, 0) + \text{ERTRB}_u)))$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

TGS = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a subir.

ERTRB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por restricciones en tiempo real.

POR_u = Precio de la energía programada a bajar por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.10 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 21.1 a 21.9 de las unidades de venta y de las unidades de adquisición y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio que corresponda según el criterio siguiente:

- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas en tiempo real van en el mismo sentido que la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el sentido contrario de la restricción.
- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas van en el sentido contrario de la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el mismo sentido de la energía de restricciones.
- Si existe horas con coste por restricciones técnicas en tiempo real sin energía de balance la energía se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso. El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

22. Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

a) Intercambio en sentido importador:

Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

La obligación de pago resultado de importe anterior se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

b) Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 20 y 21.

VII. Liquidación de otros conceptos

23. Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El coste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa existirá un ingreso.

El coste por los intercambios de apoyo con precio establecido SCIA se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

24. Intercambios de apoyo sin precio.

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O. 14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo de esta cuenta de compensación se integrará en el coste de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

24 (bis). Medidas excepcionales de apoyo a sistemas eléctricos vecinos.

El coste de las actuaciones excepcionales en el sistema eléctrico peninsular solicitadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre sistemas eléctricos vecinos en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a garantizar la capacidad de exportación minimizando o evitando la aplicación de acciones coordinadas de balance dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual al coste de las actuaciones adoptadas. Este coste ha sido sufragado por el operador del sistema vecino que ha solicitado estas medidas y que, previamente, ha transferido el importe al operador del sistema.

- Derecho de cobro por valor del importe anterior que se reparte como minoración del coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidan a la demanda.

El coste de las actuaciones excepcionales orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre ambos sistemas en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a aumentar la capacidad de importación y con ello evitar o reducir el deslastre de cargas en caso de situaciones de tensión entre generación y consumo en el sistema eléctrico peninsular dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

- Obligación de pago por valor del importe anterior se repartirá como el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquida a la demanda.

25. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia.

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde:

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

26. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

26.1 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PDBF deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

26.2 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PHFC deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

27. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

27.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 16.

27.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

27.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 25.1 y 25.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

28. Liquidación del control del factor de potencia.

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

VIII. Liquidación de costes a la demanda

29. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad.

29.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF.
- b) Coste de la reserva de regulación secundaria.
- c) Coste de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.
- d) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC.
- e) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.
- f) Ingreso del control del factor de potencia.
- g) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.
- h) Asignación del importe de los incumplimientos de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.
- i) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el P.O. 14.6.
- j) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio.
- k) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.
- l) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.

29.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en al artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

29.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida a las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de almacenamiento y las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. No será considerado a efectos del reparto del coste de restricciones el consumo efectivamente realizado que se haya programado como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central, MBC_{ua} .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$\text{CDEM} = \text{CSA} + \text{CSINT}$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$\text{OPCSA}_{ua} = -\text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$\text{DCCSA}_{ua} = -\text{CDEM} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

Siendo MBC_{ua} la suma horaria de la energía medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el anexo II.

29.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 29.1 y al apartado 29.2.

ANEXO I

Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria

En caso de activación del sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria conforme a lo dispuesto en el anexo IV del P.O. 7.2, la liquidación de la energía secundaria establecida en el apartado 7 se realizará según lo dispuesto en este anexo:

7. Regulación secundaria.

7.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSECS}_z = 1,15 \times \text{ESECS}_z \times \text{PRSECS} \text{ si } \text{PRSECS} > 0$$

$$\text{OPSECS}_z = 0,85 \times \text{ESECS}_z \times \text{PRSECS} \text{ si } \text{PRSECS} < 0$$

donde:

ESECS_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .

PRSECS = Máximo precio de las activaciones de regulación terciaria a subir, conforme al apartado 11 del anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB > 0$$

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB < 0$$

donde:

$ESECB_z$ = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z .

$PRSECB$ = Mínimo precio de las activaciones de regulación terciaria a bajar, conforme al apartado 11 del anexo IV del P.O. 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

7.3 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

7.3.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = (OFFS_z \times PBANS + OFFB_z \times PBANB) \times KI$$

siendo:

$$OFFS_z = - KA_z \times RNTS \times TOFF_z / TRCP$$

$$OFFB_z = - KA_z \times RNTB \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

$PBANS$ = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

$PBANB$ = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

$RNTS$ = Reserva nominal total a subir del sistema.

$RNTB$ = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z , con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

$TRCP$ = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en el periodo de programación.

7.3.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = (RRSP_z \times PBANS + RRBp_z \times PBANB) \times KB / TRCP$$

donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

$RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = (RRSN_z \times PBANS + RRBN_z \times PBANB) \times KI / TRCP$$

donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.4 Saldo resultante por el seguimiento en tiempo real de la banda de regulación secundaria.

Los ingresos y costes por variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real, según los apartados 7.3.1, 7.3.2 y 7.3.3 de este anexo, se integrarán en el coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

ANEXO II

Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo o de almacenamiento se considerará como valor de la medida el valor del programa.

Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, la medida en barras de central cuartohoraria de las unidades de programación anteriores será:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido por Resolución de 25 de enero de 2024 en el P.O. 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación, dividida entre cuatro, asignando el redondeo por decimales al último cuarto de hora. En caso de valores horarios inferiores a 4 KWh, el valor se asignará al primer cuarto de hora.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{ua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación cuarto-horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada cuarto de hora, el coeficiente de liquidación cuarto-horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste cuarto-horario. En cada cuarto de hora, el coeficiente de ajuste cuarto-horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

PERTRA = Pérdidas medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que

corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$, se obtendrá como:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de demanda que integran cada unidad de programación con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido en el P.O. 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas horarias de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua para cada peaje de acceso pa y nivel de tensión nt, dividida entre cuatro.

c) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCliqpot_{brp}$$

Donde:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}.$$

$$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}.$$

$$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, C_{minor} \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes}).$$

$$\text{Si } PHL_{brp,mes} \text{ es cero, } EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (4 \times n.^{\circ} \text{ horas del mes}).$$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot + PHLdemresto + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}.$$

Donde:

$MBCprod$ = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

$MBCimex$ = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

$MBCliqpot$ = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del P.O. 14.1. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

$PHLdemresto$ = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el P.O. 14.1.

$PHL_{brp,mes}$ = Suma mensual del PHL_{brp} del BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL_{brp} de los quince primeros días del mes.

$SALDOENE_{brp}$ = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

$MBCliqpot_{brp}$ = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del P.O. 14.1. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

C_{minor} = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O. 14.3.

$EMMA_{brp,mes}$ = Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día, prorrateada por el número de días del mes en curso. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de quince días sobre el total de días del mes. En el caso de BRP con unidades con liquidación potestativa, se descontará la medida en punto frontera liquidada a estas unidades; si $EMMA_{brp,mes} > 0$, se considerará $EMMA_{brp,mes} = 0$.

$EENOADQ_{brp,mes}$ = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

En las fórmulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.

d) La medida en barras de central de unidades de programación de importación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

e) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$.

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional $frint$. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.