

*P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación*

1. Objeto.

Constituye el objeto de este procedimiento de operación, el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema (OS) en el ámbito del proceso de programación y gestión de los servicios de ajuste del sistema, sin perjuicio de cualquier otra publicación o intercambio de información establecido reglamentariamente.

## 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

### a) Operador del Sistema (OS).

A efectos de este procedimiento de operación, el OS será el encargado de poner a disposición de los participantes en el mercado la información a la que tengan derecho conforme a los criterios de publicidad establecidos en este procedimiento de operación, realizará propuestas de modificación o de implantación de nuevos intercambios de información y mantendrá los mecanismos y herramientas necesarias para realizar el tratamiento y gestión de dicha información.

### b) Gestores de la red de distribución (GRD).

Los gestores de la red de distribución podrán acceder a la información recogida en este procedimiento correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red. Asimismo, sujeto a la entrada en vigor de la normativa por la que se implementa el Artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, los GRD podrán tener acceso a dicha información correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red observable.

### c) Participantes en el mercado (PM).

Los participantes en el mercado serán responsables de facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con los medios establecidos en el presente procedimiento, y de hacer llegar al OS, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. Los PM podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

A efectos de las comunicaciones con el OS, los participantes en el mercado serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

## 3. Carácter y tratamiento de la información.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado mayorista de electricidad son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado mayorista de electricidad. Atendiendo a estos criterios:

– El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de los programas asociados al proceso de programación, volúmenes de indisponibilidades de unidades de programación, resultados y precios de las asignaciones en los servicios de ajuste del sistema, así como, las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes y los valores de capacidades comerciales y programas de intercambio internacional por interconexión.

– El OS hará público los resultados desagregados de los procesos de programación del sistema eléctrico, respetando los plazos que se determinan en este procedimiento de operación.

– El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los PM, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante, lo anterior, las Autoridades Reguladoras Nacionales podrán disponer de toda la información, con el máximo nivel de detalle, sin aguardar los plazos de confidencialidad para los participantes en el mercado mayorista de electricidad.

La información recibida por los GRD de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable, será tratada conforme a los criterios establecidos en la Resolución del 13 de noviembre de 2019 de la CNMC por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el Artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485.

#### 4. Intercambios de información.

4.1 Intercambios de información periódicos relevantes en el proceso de programación.

Los datos e intercambios de información que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación y de gestión de los servicios de ajuste del sistema, que posteriormente serán objeto de liquidación en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, se realizarán en los sistemas de información del OS.

Estos intercambios de información estarán coordinados, en su caso, con los intercambios de información que el OS deba realizar con otros operadores del sistema, con el operador del mercado (OM) y con otras entidades, en cumplimiento de sus funciones.

Los intercambios de información integrados en el proceso de programación pueden tener carácter periódico, generalmente asociados a un plazo límite de publicación, en los diferentes horizontes de largo plazo, diario, intradiario y tiempo real o carácter eventual, tras la ocurrencia de un evento relevante que requiera la realización de dicho intercambio.

En el anexo I se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación en el mercado mayorista de electricidad.

#### 4.2 Gestión y modificación de datos estructurales.

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con los procesos de la programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad es necesario disponer de la información actualizada relativa a:

- Participantes en el mercado (PM).
- Unidades de programación (UP).
- Unidades físicas (UF).
- Zonas de Regulación (ZR).
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR).

El alta y/o modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la Web de acceso privado del OS, debidamente cumplimentado por el PM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el PM, y, en su caso, en coordinación con el OM, el OS comunicará al PM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización de dicho cambio.

#### 4.3 Acceso a la información por parte de los GRD.

Los GRD podrán acceder a través de los sistemas de información del OS a la información programada disponible de las unidades físicas con localización eléctrica específica y unívoca que integren instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación. Dicha información se desagregará por unidad de programación o unidad física, según corresponda, e incluirá las indisponibilidades de instalaciones.

Asimismo, los GRD podrán acceder a la información estructural para la programación de la operación correspondiente a la información general de las unidades físicas de aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación.

#### 5. Sistemas de información del operador del sistema (SIOS).

Los datos e intercambios de información del proceso de programación serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes.

Asimismo, aquellos sistemas considerados críticos para el proceso de programación dispondrán de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas, siendo estos usuarios los responsables de disponer de los medios de comunicación con el centro de respaldo utilizando los diferentes modos de acceso definidos por el OS.

##### 5.1 Comunicación con los SIOS.

La comunicación entre el OS, los GRD y los PM, y en su caso, entre el OS, el OM u otras entidades participantes en el mercado mayorista de electricidad, así como la divulgación de la información de carácter público, será efectuada desde los SIOS por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas, dando cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.
- b) Garantía de confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada PM.
- c) En caso de envíos de mensajes a los Sistemas de Información del OS, existencia de acuse de recibo de cada mensaje recibido, con indicación de fecha y hora.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para la realización de los intercambios de información bidireccionales, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

##### 5.2 Servicios de acceso a los sistemas de información del OS.

Los servicios de acceso a los SIOS dependerán del carácter de la información a la que dan acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso:

- a) Servicio de acceso público, que no requiere del uso de ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado, que requerirá el uso de un certificado digital personal otorgado por el OS, o por entidades reconocidas por el OS.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes en el mercado (PM), al OM, a los GRD, a otros operadores del sistema y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado mayorista de electricidad conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

### 5.3 Sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS.

El sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS se basa en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los PM, los GRD y otros sujetos y entidades de mercado mayorista de electricidad podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del PM, GRD o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

### 6. Formatos de intercambio de información.

Los documentos electrónicos intercambiados con los PM, GRD y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes. Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» acordado conjuntamente por el OS y el OM.

## ANEXO I

## Intercambios de información del proceso de programación

## 1. Información de carácter público comunicada por el OS.

## 1.1 Previsión de demanda

El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español con la siguiente periodicidad:

Anualmente: Antes del día quince del mes de diciembre.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> <li>– Margen de las previsiones para el año siguiente. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.</li> </ul>
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones referidas a meses completos.</li> <li>– Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> </ul>
Semanalmente: Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
Diariamente: Al menos dos horas antes respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Periodos cuarto-horarios del día siguiente.
Horariamente: Cada hora.	– Periodos cuarto-horarios, con un horizonte de 30 horas desde la hora de publicación.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de demanda considerando tres niveles de previsión:

Anual: En el mes de diciembre para el siguiente año.	– Predicción de la demanda peninsular anual en el mes de diciembre del año anterior.
Diaria D+1: Antes de las 11:00 (una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario).	– Desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Horariamente para todas las horas del día en curso.

## 1.2 Previsión producción eólica y solar.

El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español:

Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.	– Previsión desde el día siguiente y la semana móvil siguiente con resolución cuarto-horaria.
Horariamente: Cada hora.	– Previsión desde hora siguiente a la hora de publicación y el período horario final del día siguiente con resolución cuarto-horaria.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de eólica y solar fotovoltaica en los siguientes dos niveles de previsión:

Diaria D+1: Antes de las 11:00.	– Predicción diaria de generación peninsular eólica más fotovoltaica para el día siguiente, con desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Predicción intradiaria de la generación peninsular eólica más fotovoltaica.

### 1.3 Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte.

El OS facilitará, semanalmente, la información actualizada, correspondiente a las fechas de inicio y fin (día y hora) asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW y la mantendrá actualizada en caso de producirse modificaciones.

### 1.4 Disponibilidad/indisponibilidad de unidades de generación y demanda.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en el apartado 1.9 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
- Planes de mantenimiento e indisponibilidades.

Mensualmente, dentro de los primeros 10 días de cada mes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en: <ul style="list-style-type: none"> <li>• unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>• unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul> </li> </ul>
Cada hora.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>• unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul> </li> </ul>

### 1.5 Índice de llenado medio semanal de almacenamiento hidroeléctrico

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

### 1.6 Generación y demanda real.

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

- Demanda real del sistema registrada en tiempo real para cada periodo de programación cuarto-horario.
- Entregas de energía en tiempo real para cada periodo de programación cuarto-horario de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 1.9 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente a las medidas horarias de entregas o tomas de energía de cada una de las unidades de generación, demanda y almacenamiento de potencia neta igual o superior a 100 MW.

### 1.7 Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC, por sus siglas en inglés).

El OS facilitará para cada una de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) la siguiente información:

Anualmente: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales, pero nunca después del 1 de diciembre.	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el año siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
--	--

Mensualmente: No más tarde de las 13:00 horas del tercer día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.</li> <li>– Valores de la capacidad de intercambio previstos para el año en curso, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.</li> </ul>
Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firmeza Diario de cada día (Artículo 69 del Reglamento CACM)	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el día siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
En tiempo real, con al menos una hora de antelación respecto a la apertura del mercado intradiario	– Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real para el horizonte de programación que alcanza hasta las 24 horas del día siguiente.

### 1.8 Subastas explícitas de capacidad.

El OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas de largo plazo en las interconexiones europeas, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR (Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el largo plazo).

### 1.9 Programas de generación y consumo.

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación, con resolución horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuarto-horarios: Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Finales (PHF y PHFC). El Programa operativo (P48) será publicado con resolución cuarto-horaria.

– En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las siguientes categorías:

- Hidráulica.
- Eólica.
- Solar fotovoltaica.
- Solar térmica.
- Otras Renovables.
- Nuclear.
- Turbinación bombeo.
- Ciclo Combinado.
- Carbón.
- Fuel-Gas.
- Cogeneración.
- Residuos no Renovables.
- Consumo Bombeo.
- Programa Enlace Baleares.
- Importaciones.
- Exportaciones.
- Saldo Internacional.
- Comercializadores
- Comercializadores de referencia.
- Consumidores directos en mercado.
- Consumo servicios auxiliares.
- Genéricas.

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.



– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Adicionalmente, el OS facilitará, el programa operativo (P48) por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, en el plazo máximo de una hora desde su publicación.

#### 1.10 Programas de intercambio internacionales:

En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación, el OS publicará los programas de intercambio internacionales establecidos por los PM en los diferentes horizontes de programación (PDBF, PDVP, PHF, PHFC y P48) por cada una de las interconexiones internacionales como resultado de:

- La participación en los mercados de energía.
- La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- La participación en las plataformas europeas de balance.
- La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

Adicionalmente, el OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a:

– Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.

– Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

#### 1.11 Proceso de solución de restricciones técnicas:

El OS facilitará la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos tras la publicación del PDVP, y la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real en un plazo máximo de 30 minutos tras el correspondiente periodo de programación cuarto-horario:

- Resultados agregados de energía programada por sentido y según los distintos tipos de limitación y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.
- Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de energía programada del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real:

- Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.
- Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.
- Por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y limitaciones establecidas por seguridad.

### 1.12 Banda de regulación secundaria.

Con periodicidad diaria, antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación de banda de regulación secundaria el OS publicará:

- Los requerimientos de banda de regulación secundaria del sistema a subir y a bajar para cada periodo de programación cuarto-horario para el día siguiente
- El resultado agregado y precio marginal cuarto-horario de la asignación de banda de regulación secundaria a subir y a bajar para cada periodo de programación del día siguiente.
- La curva agregada anonimizada de ofertas de banda de regulación secundaria a subir y a bajar.

Asimismo, el OS facilitará los resultados del proceso de asignación de banda de regulación secundaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo los resultados de la reasignación de banda.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de banda de regulación secundaria.

### 1.13 Energías de balance.

#### 1.13.1 Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación la siguiente información:

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Precio marginal cuarto-horario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Curva agregada anonimizada de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.

El OS publicará, antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, la información relativa a la liquidación del sistema eléctrico español derivada de la consideración de los requisitos de control de flujo en las interconexiones internacionales.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de la asignación de energías de balance RR:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de RR presentadas por los proveedores del servicio.

#### 1.13.2 Regulación terciaria.

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuarto-horario la siguiente información:

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar
- La curva agregada anonimizada de ofertas presentadas por los PM de regulación terciaria a subir y a bajar
- Precios marginales cuarto-horarios correspondiente a las activaciones programadas y directas de energía terciaria.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados del proceso de asignación de regulación terciaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de regulación terciaria presentadas por los PM.

#### 1.13.3 Energía activada de regulación secundaria.

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuarto-horario la siguiente información:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar y el precio marginal correspondiente a la activación de energía secundaria.

El primer día laborable siguiente al día D, el OS publicará:

- Volumen de energía compensada de importación y exportación del sistema peninsular español por aplicación del proceso de compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN,

Mensualmente, el OS publicará:

- Precios cuarto-horarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN

#### 1.14 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El OS facilitará la siguiente información a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación, la siguiente información:

- Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencial).
- Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh), desglosado por los siguientes criterios:

- Por criterios económicos.
- Por criterios técnicos.
- A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

## 1.15 Desvíos.

El OS, antes de transcurridos 30 minutos desde el periodo de liquidación del desvío, facilitará la siguiente información:

- Energía de balance neta del sistema.
- Precio del desvío a subir y a bajar.

## 1.16 Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

- La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.
- Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación (programas PDBF, PDVP, PHF y P48).
- Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

## 2. Información confidencial.

2.1 Información por unidad de programación que deviene a pública transcurridos los plazos de confidencialidad.

El OS comunicará a cada participante en el mercado, de forma confidencial, la información correspondiente a sus unidades programación, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación resultante de dichos procesos:

- Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC publicados por el OS).
- Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, pondrá a disposición cada uno de los PM, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, toda la información confidencial de sus unidades de programación, enviada por PM al OS e integrada correctamente en los SIOS:

- Contratos bilaterales.
- Cambios de programa entre BRP.
- Ofertas presentadas en los diferentes servicios de ajuste del sistema.
- Desvíos comunicados y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.

Los titulares de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad de programación en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

La información contenida en este apartado, de carácter confidencial, devendrá en pública en aplicación de los plazos establecidos en el apartado 1 de este anexo.

## 2.2 Información de carácter confidencial.

### 2.2.1 Información confidencial por unidad de programación o unidad física.

El OS pondrá a disposición de cada uno de los participantes en el mercado, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de

programación, la información confidencial de sus unidades de programación o unidades físicas, enviada por los participantes en el mercado al OS e integrada correctamente en los SIOS correspondiente a:

- Nominaciones de programa en unidades de programación
- Desgloses de programa en unidades físicas
- Potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación

#### 2.2.2 Situación de la red de transporte.

Con periodicidad diaria, antes del cierre de ofertas al mercado diario, los participantes en el mercado dispondrán de la información actualizada sobre la situación de la red de transporte.

#### 2.2.3 Casos PSS/E.

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

### *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. 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 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.

### 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.

«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 producto RR» o «Programas de intercambio RR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance del producto de reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés).

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

### 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 futuro producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).

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 y 7.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance 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 PO 3.3.

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

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 PO3.3.

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

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.

#### 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:

$$OPTERP_u = ETERPB_u \times PMTERPB$$

donde:

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

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

### 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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

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  $Q_0$ .

## 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:

$\text{ETERDB}_u$  = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$\text{PMTERPBQ}_0$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_0$ .

$\text{PMTERDBQ}_0$  = 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:

$\text{ETERDB}_u$  = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$\text{PMTERPBQ}_1$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_1$ .

$\text{PMTERDBQ}_0$  = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_0$ .

## 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:

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

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

donde:

$\text{ETERMERS}_u$  = 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:

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

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

donde:

$\text{ETERMERBu}$  = 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 aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación  $z$  da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir:

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

donde:

$\text{ESECS}_z$  = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$ .

$\text{PMSECS}$  = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

En caso de que la escalera de terciaria a subir se hubiera agotado, el derecho de cobro por la energía de regulación secundaria a subir se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = 1,15 \times \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \text{ si } \text{PMSECS} \geq 0$$

$$\text{OPSEC}_z = 0,85 \times \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \text{ si } \text{PMSECS} < 0$$

### 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 según la fórmula siguiente si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar:

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

donde:

$\text{ESECB}_z$  = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación  $z$ .

$\text{PMSECB}$  = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

En caso de que la escalera de terciaria a bajar se hubiera agotado, la obligación de pago por la energía de regulación secundaria a bajar se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ si } PMSECB \geq 0$$

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ si } PMSECB < 0$$

#### 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 zona de regulación y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes a zona de regulación.

##### 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 zona de regulación 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 zona de regulación  $z$  o del BRP  $s$  se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times \text{abs}(PBAL_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona  $z$  o del BRP  $s$ . Se tomará valor cero si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la zona de regulación 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 zona de regulación  $z$  o cada BRP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = \text{máx} [-STGS_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s})]$$

donde:

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

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

$$EREFS_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

$IT_{z,s}$  = saldo de energía por cambios de programa de la zona de regulación  $z$  o del BRPs.

$SRTRS_{z,s}$  = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación  $z$  o del BRP  $s$ , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BRPs.

$STGS_{z,s}$  = saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades  $u$  integradas en la zona de regulación  $z$  o pertenecientes al BRPs.

$PBAL_{z,s}$  = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación  $z$  o las unidades pertenecientes al BRPs.

Opcionalmente, y previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de energía de balance RR y terciaria del BRP,  $s$ , se repartirá entre las unidades de programación  $u$  con incumplimiento a subir del BRP, en proporción a su incumplimiento, según las fórmulas del Anexo I.

## 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 zona de regulación 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 de la zona de regulación  $z$  o del BRP  $s$  se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar la zona  $z$  o del BRP  $s$ . Se tomará valor cero si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la zona de regulación 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 zona de regulación  $z$  o cada BRP  $s$  se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = - \text{mín}[-STGB_{z,s}; \text{máx}(0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFB}_u)]$$

donde:

$\text{MBC}_u$  = medida en barras de central, según se establece en el Anexo II, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación  $z$  o perteneciente al BRPs.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

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

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

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

$\text{STGB}_{z,s}$  = saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades  $u$  integradas en la zona de regulación  $z$  o perteneciente al BRP  $s$ .

Opcionalmente, previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de energía de balance RR y terciaria del BRP  $s$ , se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del BRP  $s$ , en proporción a su incumplimiento según las fórmulas del Anexo I.

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 el apartado 27 de este procedimiento.

9. 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

10. Intercambios internacionales de energía de balance.

10.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

#### 10.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión  $i$  que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_i = \sum (EIITB_i \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$  = Precio marginal del producto RR.

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

#### 10.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión  $i$  que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_i = \sum (EEITB_i \times PMRR)$$

donde:

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

$PMRR$  = Precio marginal del producto RR.

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

#### 10.2 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 horaria en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

##### 10.2.1 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 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

10.2.2 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:

$$\text{OPEIN}_i = \sum_i (\text{EEIN}_i \times \text{PIN})$$

Donde:

EEIN<sub>i</sub> = 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 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

### III. Liquidación de los desvíos

#### 11. Liquidación del desvío del BRP.

El periodo de liquidación de los desvíos es horario. Los términos de las fórmulas de este apartado se entenderán referidos a valores de una hora.

En cada hora, 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.

##### 11.1 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:

$$\text{DCDESV}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVS}$$

##### 11.2 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:

$$\text{OPDESVB}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVB}$$

##### 11.3 Desvío cero del BRP.

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

#### 12. 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<sub>brp</sub>) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$\text{DESV}_{\text{brp}} = \text{MEDBC}_{\text{brp}} - (\text{POSFIN}_{\text{brp}} + \text{AJUDSV}_{\text{brp}})$$

donde:

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

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

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

#### 12.1 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 horarias en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo 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.

#### 12.2 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 en todos los periodos de programación dentro de la hora de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el Programa Final PHFC definido en el PO 3.1. Los cambios de programa entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho PO.3.1.

$$POSFIN_{brp} = \sum_{u,q} PHFC(u,q,brp) + \sum_{u,q} IT(u,q,brp)$$

#### 12.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío  $AJUDSV_{brp}$  es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de las zonas de regulación asignadas al BRP en todos los periodos de programación dentro de la hora 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) en todos los periodos de programación dentro de la hora.

$$AJUDSV_{brp} = \sum_{u,q} EB(u,q,brp) + \sum_{z,q} EB(z,q,brp) + \sum_{u,q} ERTR(u,q,brp)$$

#### 12.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP en cada hora 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.

#### 13. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora.

En caso de que en una hora 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 en una hora 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.

### 13.1 Desvío total del sistema.

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

- por la activación de ofertas a BSP internos de energía de balance RR.
- por regulación terciaria.
- por regulación secundaria.
- por intercambios transfronterizos por energía RR.
- por intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

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

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.

### 13.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en la hora 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:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBALBAJ$$

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:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBALSUB$$

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

$$PDES\text{V}_{brp} = PBALBAJ$$

(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 13.4.

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.

### 13.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si en una hora 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:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDES\text{V}_{brp} = PBALSUB$$

### 13.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada hora 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 dicha hora.

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.

#### 14. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

##### 14.1 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 13 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

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

$$DIR = \sum_{\text{frint}} DIR_{\text{frint}}$$

donde:

$DIR_{\text{frint}}$  = 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:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

##### 14.2 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 27 de este procedimiento.

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

Desde la fecha de inicio de aplicación de las normas CCFR y CCU, los desvíos internacionales entre sistemas de la zona síncrona continental europea tendrán una compensación financiera.

Hasta dicha fecha, los desvíos en las interconexiones a los que aplican dichas normas se liquidarán con los mismos criterios recogidos en el apartado 14.1 y 14.2 para la liquidación de los desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos Marruecos y Andorra.

Tras la aplicación de las normas CCFR y CCU, la energía de los desvíos en estas interconexiones 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 PO 14.6.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

donde:

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

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

$\text{PDesvPrp}$ : 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.

$\text{PCCFR}$ : 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.

$$\text{IMPNOINTEN} = \text{DesvNoInt} \times \text{PCCU}$$

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

$\text{PCCU}$ : 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  $\text{PCCFR}$ .

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.

#### 14.4 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 13 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 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:

$$\text{DCAB} = \sum_q \text{ABI}_q \times \text{PDESVS}$$

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

$$\text{OPAB} = \sum_q \text{ABE}_q \times \text{PDESVB}$$

#### 14.5 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 el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

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

$\text{DCDESC} = \text{ENEDESCI} \times \text{PDESVS}$ , si el descuadre es en sentido importador.

$\text{OPDESC} = \text{ENEDESCE} \times \text{PDESVB}$ , 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 gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

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 gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario 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 horario que resulte en la interconexión con Portugal.

#### 14.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

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

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo horario 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

#### 15. 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 sobrecoste 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 27.

### V. Liquidación de la reserva de balance

#### 16. Banda de regulación secundaria.

##### 16.1 Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad  $u$  con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

$BAN_u$  = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad  $u$ .

$PMBAN$  = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo de programación correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda del mismo periodo de programación en los siete días anteriores.

16.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

16.2.1 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:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

KA<sub>z</sub> = 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<sub>z</sub> = 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.

16.2.2 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:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBp_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

RRSP<sub>z</sub> = 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<sub>z</sub> = 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.

16.2.3 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<sub>z</sub> y RRBN<sub>z</sub>, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRRI}_z = \text{RRI}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{RRI}_z = (\text{RRSN}_z + \text{RRBN}_z) / \text{TRCP}$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

RRSN<sub>z</sub> = 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<sub>z</sub> = 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.

16.3 Coste de la banda de regulación secundaria.

El coste de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 16.1 y 16.2.

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

El coste de la banda de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

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

## VI. Liquidación de la solución de restricciones técnicas

17. 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.

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

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

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, 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:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PAC_u$$

donde:

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

$POPVPVOS_{u,b}$  = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque  $b$  de la unidad  $u$ .

$NACCC_u$  = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje.

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a los periodos de programación que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

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

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCOC_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$  = Energía a subir de la unidad  $u$ , en aplicación de la oferta compleja.

$POPVPVDIA_u$  = Precio aplicable para todos los periodos de programación del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \min (IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_q ERPVPVOC_{u,q}$$

$DCACCOC_u$  = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje, donde:

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PAC_u$$

Siendo  $IMPPVP_u$  e  $IMPPHFC_u$  los ingresos diarios de la unidad  $u$  que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y al Programa Final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$  = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

$PAF_u$  = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$  = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$  = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

$PHC_u$  = Precio de acoplamiento por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$  = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

$PEC_u$  = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora  $h$  cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora  $h$  con programa cero de PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHFC_u = NAF_{u,phfc} \times PAF_u + NAC_{u,phfc} \times PAC_u + NHR_{u,phfc} \times PHC_u + PHFC_{u,phfc} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde:

$NAF_{u,phfc}$  = Número de arranques diarios en frío programados en PHFC

$PAF_u$  = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,phfc}$  = Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHR_{u,phfc}$  = Número de horas diarias con PHFC mayor que cero

$PHC_u$  = Precio de acoplamiento por hora en la oferta compleja

$PHF_{u,phfc}$  = Energía diaria del PHFC en el día

$PEC_u$  = Precio por energía en la oferta compleja

$IMDCBMI_u$  = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si  $IMDCBMI < 0$ , entonces  $IMDCBMI = 0$

Si  $IMPPHFC_u < 0$ , entonces  $IMPPHFC_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHFC en la hora  $h$  cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHFC. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora  $h$  con programa cero de PHFC es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

18.3 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.

18.4 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

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

$$DCERPVPC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

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

18.5 Restricciones técnicas del PBF 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:

$$OPERPVPV_u = ERPVPV_u \times PMD$$

donde:

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

18.6 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en 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.

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 PO 3.2. Los valores de energía y precio en todos los cuartos de hora de la misma hora tengan el mismo valor.

Una vez se hayan introducido los productos cuarto-horarios en los mercados de energía, si no se dispone de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 18.1 y 18.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

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 calculados y revisados según el párrafo anterior.

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 o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u$$

donde:

$\text{EINCPVP}_u$  = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$\text{PMEDPVPS}_u$  = 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:

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

donde:

$\text{MEDRTR} = \text{MBC}$  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  $\text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$ .

$\text{MEDRTR}$  = Medida empleada 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.

$\text{MBC}$  = Medida en barras central, según se establece en el Anexo II. En el caso de que existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

$\text{TG}$  = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

$\text{RTR}$  = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

#### 18.7 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.

18.8 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple 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:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$  = Energía del bloque  $b$  de oferta simple de la unidad  $u$  asignada en fase 2.

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

18.9 Energía programada a subir a unidades de adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de 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:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

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

18.10 Energía programada a subir a unidades de venta en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple 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:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOSOS_u$  = Energía asignada a subir a la unidad  $u$ , sin oferta presentada.

18.11 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.

18.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple 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 simple 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.

18.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta sin oferta simple presentada.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta 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:

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

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

donde:

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

18.14 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:

$\text{ERECOMERB}_u$  = Energía asignada a bajar a la unidad  $u$ , sin oferta disponible.

18.15 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 18.1 a 18.14. Si la suma es positiva existirá un coste, 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 27.

19. Restricciones técnicas en tiempo real.

19.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta simple 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 de la unidad  $u$  por cada bloque de energía  $b$  asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSS}_{u,b} \times \text{POSS}_{u,b} + \text{NACCC}_u \times \text{PAC}_u$$

donde:

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

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

19.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta compleja presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

Los derechos de cobro  $o$ , en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$\text{DCRTROC}_u = \text{DCERTROC}_u + \text{DCACCOC}_u$$

donde:

$\text{DCERTROC}_u = \text{ERTROCS}_u \times \text{POCP}_u$

$\text{DCACCOC}_u = \text{NACCC}_u \times \text{PAC}_u$

$\text{ERTROCS}_u$  = Energía programada a subir en el periodo de programación a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.



$POCP_u$  = Precio de la oferta compleja para la energía programada en el periodo de programación, calculado según las fórmulas siguientes:

$$POCP_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + POCS \times PPOC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

donde:

$NAF_u$  = Número de arranques diarios en frío.

$PAF_u$  = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_u$  = Número de arranques diarios en caliente.

$PAC_u$  = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$POCS$  = Periodos de programación con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$PPOC_u$  = Precio de acoplamiento por periodo de programación, calculado como el precio de acoplamiento por hora de la oferta compleja dividido entre 4.

$PEC_u$  = Precio por energía en la oferta compleja.

$ERTROCSD$  = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

### 19.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir 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:

$$DCERTMER_u = ERTMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTMER_u = ERTMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTMERS_u$  = Energía programada a subir a la unidad  $u$  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.

### 19.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 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. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 19.1 y 19.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

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.

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:

$\text{EINCRTRS}_u$  = 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:

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

donde:

$\text{MBC}_u$  = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo II. Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

$\text{IT}_u$  = Energía por cambios de programa de la unidad  $u$ .

$\text{TGB}$  = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

$\text{ERTROCS}_u$  = Energía programada a subir en la hora a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$\text{PORP}_u$  = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

19.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar 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:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

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

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

#### 19.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

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

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

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

donde:

$\text{ERTRMERB}_u$  = Energía programada a bajar a la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

#### 19.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{ucb} = 0,7 \times (\text{ERTROSB}_{u,b} + \text{ERTRMERB}_u) \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

#### 19.8 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 de las obligaciones de pago de los apartados 19.1 a 19.7 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, 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 27.

#### 20. 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 27.

##### 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 18 y 19.

## VII. Liquidación de otros conceptos

## 21. 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 27.

## 22. 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 PO 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 horario de esta cuenta de compensación se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

## 23. 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.

## 24. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

## 24.1 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.

#### 24.2 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.

25. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

##### 25.1 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 en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

##### 25.2 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 horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 13 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 en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

##### 25.3 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.

#### 26. 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

27. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad.

##### 27.1 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 banda de regulación secundaria
- c) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC
- d) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real

- e) Ingreso del control del factor de potencia
- f) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria
- g) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6
- h) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio
- i) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

#### 27.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el 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.

#### 27.3 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 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. 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.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$OPCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$DCCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Siendo  $MBC_{ua}$  la energía horaria medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el Anexo II.

#### 27.4 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 27.1 y al apartado 27.2.

## ANEXO I

**Información opcional del incumplimiento de energías de balance por unidades de programación**

1. La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{u,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la unidad u del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la unidad 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.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \text{máx} [-STGS_{u,s}, \text{mín} (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s} )]$$

donde:

$STGS_{u,s}$  = Saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

$$EREFS_{u,s} = PHFC_{u,s} + IT_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$$

$IT_{u,s}$  = Energía por cambios de programa de la unidad u.

$SRTRS_{u,s}$  = Saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a subir se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u / \sum_u EINCLEBALS_{u,s}$$

2. La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la unidad u del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance y terciaria.

$$EINCLEBALB_{u,s} = -\text{mín} [ -STGB_{u,s}, \text{máx} (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s} ) ]$$

donde:

$STGB_{u,s}$  = Saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

$$EREFB_{u,s} = PHFC_{u,s} + IT_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$$

$IT_{u,s}$  = Energía por cambios de programa de la unidad u.

$SRTRB_{u,s}$  = Saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a bajar se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_u / \sum_u EINCLEBALB_{u,s}$$

## 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 se considerará como valor de la medida el valor del programa.

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 la hora 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 horario para consumos con peaje de acceso  $pa$  en nivel de tensión  $nt$ .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario  $CPRREAL_{pa,nt}$  se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

$K$  = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste 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 horarias medidas en la red de transporte.

$PERDIS$  = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

$PEREXP$  = Pérdidas horarias 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.

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:

$$\text{SALDOENE}_{\text{brp}} = - \text{SALDOENE} \times \text{PHL}_{\text{brp}} / \sum_{\text{brp}} \text{PHL}_{\text{brp}}$$

$$\text{SALDOENE} = \text{MBCprod} + \text{MBCimex} + \text{MBCliqpot} + \text{PHLdemresto}$$

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 PO 14.1.

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<sub>brp</sub> = Suma de la posición final POSFIN<sub>brp</sub> y ajuste del desvío AJUDSV<sub>brp</sub> 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 PO 14.1.

SALDOENE<sub>brp</sub> = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

MBCliqpot<sub>brp</sub> = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

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.

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:

$$\text{MBC}_{\text{uexp}} = \text{PFI}_{\text{uexp}} \times (1 + \text{CPEfrint})$$

donde:

MBC<sub>uexp</sub> = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación uexp.

PFI<sub>uexp</sub> = Energía asignada a la unidad de exportación uexp en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

CPEfrint = 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.

## ANEXO II (bis)

## 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 se considerará como valor de la medida el valor del programa.

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 la hora 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 horario para consumos con peaje de acceso  $pa$  en nivel de tensión  $nt$ .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario  $CPRREAL_{pa,nt}$  se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

$K$  = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste 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 horarias medidas en la red de transporte.

$PERDIS$  = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

$PEREXP$  = Pérdidas horarias 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.

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:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}$$

$$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}$$

$$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, C_{minor} \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes})$$

Si  $PHL_{brp,mes}$  es cero,  $EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (n.^o \text{ horas del mes})$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot + PHLdemresto + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}$$

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 PO 14.1.

$PHLdemresto$  = 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<sub>brp</sub> y ajuste del desvío AJUDSV<sub>brp</sub> 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 PO 14.1.

$PHL_{brp,mes}$  = Suma mensual de los  $PHL_{brp}$  de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del  $PHL_{brp}$  de los 15 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 PO 14.1.

$C_{minor}$  = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

$EMMA_{brp,mes}$  = La energía medida en los puntos frontera de consumidores del BRP en el mismo mes del año anterior. Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de 15 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 la formulas 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.

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 a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPERfrint)$$

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.

$CPERfrint$  = 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.

### ANEXO III

#### **Medidas para verificación del cumplimiento de asignaciones de rr y terciaria y restricciones técnicas hasta disponer de medida de contador cuarto-horaria**

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida para la verificación del cumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 8 o por restricciones técnicas de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 18.6 y 19.4 de este procedimiento, se calculará para cada unidad de programación como:

a) La integral del valor de la telemetida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, en el caso de unidades de programación de producción, de consumo de bombeo o de otros almacenamientos.

b) En las liquidaciones con medidas de demanda, la integral del valor de la telemetida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente elevada a barras de central en el caso de unidades de programación de demanda, de acuerdo con lo establecido en el apartado b del Anexo II de este procedimiento.

A tal efecto, los participantes enviarán al operador del sistema el desglose por peaje de acceso de la medida cuarto-horaria calculada según el párrafo anterior.

El participante podrá comunicar el desacuerdo al operador del sistema con el valor de integral de telemetida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemetida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según se describe el apartado 3.4.2 del PO 10.5. Los plazos de comunicación y resolución por parte del encargado de lectura serán los recogidos en el apartado 8.6.2.a (i) del PO 10.5.