

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 6215** *Resolución de 6 de marzo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican procedimientos de operación eléctricos para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación.*

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

La Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

#### Antecedentes de hecho

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

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

La Circular 3/2019, en sus artículos 19, 21 y 22 sentó las bases para la regulación de los servicios de balance y de no frecuencia para la operación del sistema incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Segundo. El día 8 de septiembre de 2022 se aprobaron mediante Resolución de la CNMC las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español (en adelante, Condiciones SNF) con el fin de dotar de una estructura regulatoria adecuada y coherente, semejante a la establecida para los servicios de balance, a los servicios de no frecuencia y la resolución de restricciones técnicas.

En particular, en el artículo 14, se dispone que todas las instalaciones o conjunto de instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda asociadas a una localización eléctrica específica y de almacenamiento del sistema eléctrico peninsular español, deberán participar en el proceso de solución de restricciones técnicas, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, de acuerdo con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943, del parlamento europeo y del consejo, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

Asimismo, en el capítulo quinto, artículo 19, apartado tercero, se establece que la participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones de carácter híbrido en los servicios de no frecuencia, y en el proceso de solución de restricciones técnicas, requiere una adaptación previa de los procedimientos de operación que desarrollan estos servicios. Para ello, se determina que el operador del sistema deberá someter a consulta pública las propuestas de adaptación de los procedimientos de operación antes

de transcurridos seis meses desde la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de estas Condiciones, así como remitir la propuesta para aprobación antes de transcurridos doce meses desde la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de estas Condiciones.

Tercero. El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, que modifica el artículo 33 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, añade el párrafo doce donde regula que los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable, o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación. Asimismo, dispone que se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso a instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías mientras al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

Por otro lado, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de septiembre de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, desarrolla la normativa necesaria para el acceso y conexión de la hibridación de tecnologías en sus artículos 27 y 28.

Cuarto. Al objeto de dar cumplimiento al requerimiento de la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la CNMC antes citada, y de conformidad con la normativa en materia de hibridación, con fecha 15 de diciembre de 2022, tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de, entre otros, los siguientes Procedimientos de Operación:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
  - P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.
  - P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
  - P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
  - P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

Esta propuesta abarca mayor contenido del previsto en el mandato de la Resolución del 8 de septiembre de 2022 de la CNMC, ya que, adicionalmente a la adaptación de procedimientos a las Condiciones SNF, regula la integración de la hibridación en la programación y la extrapola a todos los servicios del sistema. Adicionalmente, la propuesta incorpora los cambios necesarios para adaptar las ofertas a restricciones de los grupos térmicos, de tal forma que se simplifique y se flexibilice su participación en la solución de restricciones técnicas.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 26 de octubre y el 25 de noviembre de 2022, así como presentada y debatida en dos seminarios web organizados por dicho operador los días 11 y 17 de noviembre de 2022. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Quinto. Mediante Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se modificaron los procedimientos de operación eléctricos 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y

servicios gestionados por el Operador del Sistema y 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema. A petición de los sujetos en el trámite de audiencia, el P.O.9.2 aprobado en marzo incorporaba los cambios necesarios para su adaptación a las Condiciones SNF y la hibridación, por lo que no resulta necesario revisarlo de nuevo a estos efectos.

Sexto. Con fecha 21 de julio de 2023, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2, 3.8, 3.11, 14.1, 14.4 y 14.8 para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 20 de septiembre.

Séptimo. Con fecha 21 de julio de 2023, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

### Fundamentos de Derecho

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

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

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la gestión de la operación del sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación del sistema, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar dichos procedimientos de operación a la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y la solución de restricciones técnicas, así como permitir la integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación e introducir mejoras adicionales en otros aspectos relacionados con la solución de restricciones técnicas, la configuración de las unidades de programación, y los precios de desvíos a favor del sistema, entre otros.

Segundo. Modificaciones que se introducen en los procedimientos de operación.—La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

Se recopilan a continuación los cambios más relevantes introducidos en cada uno de los procedimientos que aprueba esta resolución.

El P.O. 3.1 Proceso de programación tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema. Los cambios que se introducen pueden sintetizarse en lo siguiente:

- Se incluyen los nuevos tipos de producción necesarios asociados a las distintas combinaciones de hibridación que afectan a la configuración actual de las unidades físicas y unidades de programación.
- Se establecen los recursos de información a los que puede tener acceso el operador del sistema (P.O.9.2 y otras herramientas) sobre instalaciones de almacenamiento (híbridas o no), equiparándolas a las condiciones actuales del bombeo.
- Se revisa el apartado 2 del anexo II para contemplar instalaciones híbridas y tratamiento diferenciado para instalaciones mayores de 100 MW.
- Se incluye un texto específico que contempla que las instalaciones que formen parte de una UGH y cuya potencia sea menor o igual a 1 MW podrán formar una unidad física con el resto de las instalaciones menores o iguales a 1 MW con la misma ubicación eléctrica (aunque tengan diferentes códigos RAIPEE).

El P.O.3.2 Restricciones técnicas tiene por objeto establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real. De los cambios introducidos en este procedimiento destacan los siguientes:

- Se incorporan los cambios necesarios para permitir la participación de la demanda, del almacenamiento y de las instalaciones de carácter híbrido en restricciones técnicas.
- Se adecuan las definiciones de capacidad/potencia máxima a efectos de solución de restricciones técnicas para tener en cuenta la situación de instalaciones en accesos híbridos y la limitación de la capacidad de acceso, y la de instalaciones y grupos térmicos dando cabida a la casuística de la hibridación.
- Se adecua la obligatoriedad de presentar ofertas de venta de energía para tener en consideración las unidades de programación híbridas.
- Se especifica el tratamiento de las instalaciones híbridas dentro del orden de prioridad de despacho por tipo de producción.
- Se modifican las ofertas de restricciones técnicas, eliminado el concepto de oferta compleja para grupos térmicos. En su lugar, para grupos térmicos, se incorporan los términos de coste de arranque en frío y coste de arranque en caliente. Adicionalmente, en el caso de ciclos combinados multitejes se añade la posibilidad de incorporar términos específicos de coste de arranque de una turbina de gas adicional y de coste por hora.
- Se incluye de forma específica la relación de equivalencia entre la aplicación de restricciones técnicas a unidades de producción mediante limitaciones de programa y el envío de consignas a la generación renovable, de cogeneración y residuos con obligación de adscripción a centros de control.
- Se elimina el pago adicional resultante de aplicar un coeficiente de 0,7 sobre el precio marginal del mercado diario exigido a las unidades de adquisición de almacenamiento por sus redespachos en restricciones técnicas.

El P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema tiene por objeto establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema, así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y

demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación. Los cambios más relevantes que se introducen en este procedimiento son los siguientes:

- Se modifican diversos apartados, como el ámbito de aplicación, para incluir a las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones de demanda, al objeto de aclarar qué requisitos les resultan de aplicación y que puedan participar en los servicios y procesos gestionados por el operador del sistema.

- Se incluye la modificación del término de capacidad de acuerdo con la modificación realizada en el P.O. 3.2 consultado en esta misma propuesta.

- Se especifica que las condiciones que determinan la obligatoriedad de la realización de las pruebas de control de producción se aplicarán sobre el conjunto de módulos RCR de las hibridaciones, independientemente del tipo de tecnologías del resto de módulos.

- En las pruebas para la participación en los servicios de regulación secundaria y en regulación terciaria y reservas de sustitución se proponen cambios en línea con la adaptación normativa para evitar que quede obsoleta. Se simplifica además la definición de potencia mínima en pruebas y se simplifican las condiciones de realización de pruebas. Por último, se especifica que la hibridación de las instalaciones que ya han superado pruebas para participar en el servicio será considerada a la hora de determinar la necesidad de que repitan pruebas, bien por modificaciones sustanciales de los requisitos técnicos o de los equipos o por ampliaciones de la potencia habilitada.

- Se prevé que las hibridaciones deban realizar pruebas para la validación de mínimo técnico, en caso de requerir su modificación.

- Se especifica la aplicación a las instalaciones híbridas de los mismos requisitos que a las instalaciones de producción durante el período de pruebas preoperacionales.

El P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo tiene por objeto establecer los criterios generales y especificaciones del sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción, instalaciones de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular a través de los enlaces establecidos entre el centro de control del Operador del Sistema y los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales estas instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS. Se introducen los siguientes cambios:

- Se modifica el ámbito de aplicación para incluir a las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones de demanda que voluntariamente se habiliten en el sistema de reducción automática de potencia. En consecuencia y para evitar incoherencias, se suprime la definición de «Instalación» del apartado de definiciones.

- Se indica que la habilitación en el sistema se realiza a través del centro de control de generación y demanda de la instalación quién, en representación del titular o representante de la instalación, realiza la solicitud de alta/baja.

- Se ha definido un nuevo incumplimiento por el que si una instalación incumple con las condiciones durante más del 5 % del tiempo de un año móvil podrá ser dada de baja por el operador del sistema.

El P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Este procedimiento se modifica con el fin de establecer las referencias correspondientes a almacenamiento e hibridación. Asimismo, dispone que el responsable del balance (BRP)

de todas las unidades de programación de la hibridación debe ser el mismo, al tratarse de una misma conexión.

El P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Las principales modificaciones incluidas en este procedimiento son las siguientes:

- Se modifica con objeto de incorporar los cambios necesarios para incluir los derechos de cobro y obligaciones de pago de la participación de la demanda, consumo de bombeo y el almacenamiento en restricciones del PDBF, así como, la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas en tiempo real.

- Se adaptan los derechos de cobro de grupos térmicos a la existencia de una única oferta simple con términos específicos. Asimismo, se establece un reparto del coste de los arranques uniformemente entre las horas del día sin que dependa de la energía de restricciones programadas en cada hora.

- Se incluye la obligación del pago por incumplimiento de la energía programada a bajar por restricciones al PDBF y en tiempo real.

- Se especifica que el coste de las restricciones se realizará sobre la demanda que no ha participado en su resolución.

- Se modifica el precio de referencia en el cálculo del coste de restricciones técnicas en tiempo real, hasta ahora el precio marginal del mercado diario y en el futuro el precio del desvío según haya actuado la energía de restricciones; siendo en ambos casos, el precio del desvío contrario, tanto si las restricciones técnicas en tiempo real van a favor como en contra de las necesidades del sistema.

- Se corrige la definición del parámetro  $EMMA_{brp,mes}$  en el anexo II (bis) en coherencia con la definición de este parámetro en el procedimiento de operación 14.3.

- Se reflejan igualmente en este P.O.14.4 el término de coste por hora y la eliminación del pago adicional de los almacenamientos modificados en el P.O.3.2.

El P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo tiene por objeto establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento ante el Operador del Sistema. Este procedimiento se modifica con el fin de incluir las referencias necesarias a la hibridación. En particular, se incluye que en el caso de que la nueva instalación sea parte de una instalación hibridada en la que la otra parte ya está de alta, la nueva instalación se asignará al sujeto de liquidación de la parte ya activa. Asimismo, se incluyen las referencias necesarias a la participación del almacenamiento y se corrige una errata en el punto 6.4.

Resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O. 3.1 Proceso de programación, P.O. 3.2 Restricciones técnicas, P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo, P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo que se incluyen en el anexo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado», con las siguientes excepciones:

– Según lo previsto en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021, el anexo II (bis) del P.O. 14.4 surtirá efectos, sustituyendo al anexo II, con la entrada en vigor de la correspondiente adaptación del P.O.10.5.

– La aplicación del P.O. 3.8 se regirá por lo previsto en el resuelve segundo de la Resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023, por la que se modifica, entre otros, ese procedimiento de operación.

– El uso de unidades híbridas en el proceso de programación, la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas, así como la nueva tipología de ofertas de restricciones técnicas para los grupos térmicos, serán de aplicación no más tarde del mes de diciembre de 2024, en fecha que podrá ser única o distinta para cada proceso, y que será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica en su página web con una antelación mínima de un mes.

Segundo.

Dejar sin efectos en esas mismas fechas los correspondientes P.O.3.1, P.O.3.2 y P.O.14.4 aprobados por Resolución de 17 de marzo de 2022, así como la modificación del P.O.14.4 por Resolución de 23 de febrero de 2023; el P.O.3.8 aprobado por Resolución de 16 de marzo de 2023; el P.O.3.11 aprobado por Resolución de 13 de enero de 2022; y el P.O.14.1 aprobado por Resolución de 30 de noviembre de 2021.

Tercero.

Requerir al operador del sistema que elabore y remita a la CNMC los siguientes análisis y valoraciones tras un año de efectiva aplicación de los cambios normativos referentes a la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas que aprueba esta resolución:

– Valoración de la coherencia del actual reparto del coste de la resolución de restricciones técnicas a la demanda. Se analizará la evolución del coste del servicio, el perfil horario de dicho coste y las posibles alternativas de repercusión del coste, ya que, entre otros aspectos, a medida que la demanda vaya desplazándose a otros periodos horarios, el coste se encarecerá en las horas de menor consumo.

– Análisis de la posibilidad de comprobar el cumplimiento de los servicios de ajuste por parte de la demanda contemplando el impacto de la estimación de los coeficientes de ajuste horario  $K_{est}$  de las pérdidas.

– Valoración de la conveniencia de distinguir unidades de venta y compra para la programación del almacenamiento, considerando su impacto negativo como barrera para el desarrollo de la tecnología, así como el coste y plazo que requeriría modificar este aspecto en los sistemas.

– Informe del impacto de las limitaciones aplicadas por incorrección de desgloses, así como una valoración de la posibilidad y el coste de la implementación de medidas que puedan mitigar este impacto.

– Análisis de procedimientos alternativos para la resolución de congestiones y la aplicación de la prioridad de despacho, tales que permitan minimizar los vertidos de energía renovable y potenciar el desarrollo del almacenamiento, así como los desarrollos tecnológicos innovadores.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC. Se publicará igualmente en la página web de la CNMC, acompañada de una memoria justificativa.

La presente resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.

Madrid, 6 de marzo de 2024.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO

### Procedimientos de operación

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
  - P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.
  - P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
  - P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
  - P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

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

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema.

El proceso de programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- c) Contratación diaria de banda de regulación secundaria.
- d) Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC).
- e) Elaboración de los Programas Operativos (P48) y su cierre.

Los horarios para la publicación de estos programas y otros intercambios de información relevantes para el proceso de programación se recogen en el anexo I de este procedimiento de operación.

El proceso de programación se realiza en unidades de programación (UP). Los criterios de organización de las UP del sistema eléctrico peninsular español se establecen en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el anexo III se recoge el procedimiento para dar de alta y posteriormente nominar contratos bilaterales con entrega física ante el OS.

El proceso de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

En el anexo V se detalla el proceso de validación aplicado a la información correspondiente a la nominación de programas de los mercados diario e intradiario.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Participantes en el mercado (PM), en el ámbito del sistema peninsular español.

A efectos de lo establecido en este procedimiento, corresponderá al participante en el mercado:

- La solicitud al OS del alta, baja o modificación de las unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.
- La comunicación de la información necesaria en el proceso de programación:
  - Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario (en aquellos casos en los que una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación) y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.
  - Nominación de programas de energía procedentes de contratos bilaterales con entrega física, conforme a lo establecido en el anexo III de este procedimiento.
  - Desgloses de los programas de energía en unidades físicas (UF).
  - Comunicación de desvíos e indisponibilidades.
  - Envío de ofertas, en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema gestionados con mecanismos de mercado.

3. Programas de energía, periodos de programación y horarios. Los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC se publicarán con ambas resoluciones, horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados de energía, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español. El programa operativo P48 tendrá resolución de un cuarto de hora.

Los programas de energía (MWh) publicados con resolución horaria se publicarán con un máximo de una cifra decimal y los publicados con resolución cuarto-horaria se publicarán con un máximo de tres cifras decimales.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria, energías de balance RR, regulación terciaria y energía de regulación secundaria) se expresarán en valores de potencia o de energía, siempre en periodos de resolución cuarto-horaria.

Las asignaciones en potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los redespachos y asignaciones en energía se expresarán en MWh con un máximo de tres cifras decimales.

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

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su instante de inicio y su instante de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea, CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

El detalle de cada uno de los mensajes de intercambio de información con el OS (resolución, unidades, formato, etc.) se encuentra establecido en la edición que esté vigente en cada momento del documento de intercambios de información del OS con los Participantes en el Mercado (PM).

4. Definiciones. A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de 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 CNMC (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de 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.

– Participante en el mercado (PM), es una persona física o jurídica que compra, vende o genera 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 incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

– 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 relativo al mercado interior de la electricidad.

– 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, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

Adicionalmente, se incorporan en este procedimiento las definiciones de los programas y asignaciones publicados por el OS:

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que integra la nominación de los programas de energía derivados del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario.

– Programa Diario Viable Provisional (PDVP): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDBF, las modificaciones de programa derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento.

– Asignación diaria de banda de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS para garantizar la disponibilidad de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requerida por el sistema para el día siguiente.

– Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las subastas del mercado intradiario para los periodos de programación negociables en cada una de dichas subastas.

– Programa Final definitivo (PHFC): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación, que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de dichas rondas.

– Programa Operativo (P48): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en horizonte intradiario y los cambios de programa entre BRPs comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas en tiempo real, las asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de balance y los redespachos de energía derivados de las

declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la misma hora de suministro de la energía.

– Programa Operativo de Cierre (P48CIERRE): Es la publicación que recoge el programa P48 de un día completo. Se publica una vez ya transcurrido el día.

5. Publicación de información previa al mercado diario. Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición de los PM y, en su caso, del operador del mercado (OM) u otras entidades, conforme a la regulación vigente, la información correspondiente al día siguiente y referente a:

- Previsión de demanda total del sistema por periodo de programación cuarto-horario.
- Previsiones de generación de energía eólica y solar por periodo de programación cuarto-horario.
- Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades de programación.
- Situación prevista de la red de transporte.
- Valores de previsión de capacidad en las interconexiones internacionales: capacidad de intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y capacidad de intercambio disponible (ATC, por sus siglas en inglés), en ambos casos, por periodo de programación cuarto-horario para las publicaciones de los participantes en el mercado y con resolución horaria para los intercambios de información con el OM.

El OS mantendrá actualizada esta información conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

6. Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Antes de las 13:30 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) integra la nominación de los programas de energía derivados de la nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación de ofertas del mercado diario y los contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario. En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, se integrarán también en el PDBF los programas establecidos a través de la interconexión Francia-España en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria de respaldo.

Para la elaboración del PDBF se aplicarán, a las nominaciones de programas del mercado diario y a la nominación de contratos bilaterales, las validaciones establecidas en el anexo V de este procedimiento.

6.1 Nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de intercambio de largo plazo en la interconexión Francia-España. El OS, o tercero autorizado, notificará a los participantes del mercado los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales autorizados, conforme a las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Las diferencias entre los derechos físicos de capacidad autorizados para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

Con anterioridad al cierre del mercado diario, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos:

– Antes de las 8:30 horas, el OS recibirá de los participantes en el mercado las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados. En el sistema eléctrico peninsular español, se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el PM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales establecidos entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y las unidades de programación genéricas, definidas ambas en el anexo II de este procedimiento de operación.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada en los plazos establecidos supondrá una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de los mercados en horizonte diario.

– Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

– Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS que comparten la correspondiente interconexión en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contradirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

– Antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

6.2 Nominaciones de contratos bilaterales físicos antes del mercado diario. Antes de las 10:15 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

– Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

– Contratos bilaterales internos con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información modificando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del sistema ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

6.3 Resultado del mercado diario. Antes de las 13:00 horas, el OS recibirá del OM el resultado de la casación en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de

compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

6.4 Nominaciones después del mercado diario. Antes de las 13:00 h, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

- Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia unívoca entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación.

- Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.

- Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España. En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

## 7. Comunicación al OS de información relevante para los análisis de seguridad.

7.1 Desgloses de programa en unidades físicas. Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización

de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

– En horizonte diario, antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos veinte minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario.

– En horizonte intradiario:

- Antes de transcurridos quince minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.

- Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a cincuenta minutos respecto al inicio del periodo horario de suministro de la energía.

– En tiempo real, con una antelación no inferior a cinco minutos respecto al inicio del periodo del suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de  $\pm 0,1$  MWh.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica. Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

– Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

– Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP). El programa de energía diario de las diferentes unidades de programación incorpora las modificaciones de programa introducidas en el PDBF derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas del PDBF, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se abrirá a las 12:00 horas del día anterior al del suministro de energía, y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF. El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los PM a través de la página Web privada de eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

El OS, teniendo en cuenta la capacidad de intercambio y los programas en las interconexiones internacionales, las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de programación, aplicará un análisis de seguridad sobre el PDBF para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema.

El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener nuevamente un programa equilibrado en generación y demanda, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

En caso de congestión en la interconexión España-Marruecos, el programa PDVP incorporará las modificaciones de programa necesarias de contratos bilaterales nominados en la interconexión España-Marruecos conforme a lo establecido en el artículo 15 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista y la gestión de la operación del sistema.

Asimismo, antes de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF, el OS pondrá a disposición de los PM y del OM los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada para la interconexión entre España y Marruecos.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF.

9. Asignación diaria de banda de regulación secundaria. Cada día, el OS establecerá los requerimientos de banda de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de banda de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes las 14:45 horas.

Una vez publicados los requerimientos de banda de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

Con las ofertas de banda de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

Antes de las 16:30 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la presentación de ofertas de regulación secundaria, el OS publicará los resultados de la asignación de banda de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 10 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido el día anterior debido al seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo

establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

10. Reserva de regulación terciaria. Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria.

Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los PM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o en la disponibilidad de sus unidades de programación, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a través de la página Web privada de eSIOS una prolongación del periodo de tiempo disponible para la actualización de estas ofertas.

## 11. Programación intradiaria.

11.1 Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF). De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de las subastas del mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha subasta del mercado intradiario y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las subastas del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los participantes en el mercado, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad establecidas en el anexo V de este procedimiento de operación.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de

la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal- España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC). Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema.

El OS realizará las validaciones descritas en el anexo V respecto a las nominaciones de programa enviadas por los participantes en el mercado.

El Programa Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

El OS elaborará y publicará el PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto, del PHF anterior, en los siguientes casos:

– En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.

– En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a cuarenta minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS.

12. Cambios internos de programa entre BR. Los cambios de programa entre BRP internos, dentro del sistema eléctrico peninsular español, serán realizados a través de comunicaciones enviadas al OS por los participantes en el mercado, conforme a lo indicado en este apartado.

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

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

Los cambios de programa de unidades de programación serán comunicados al OS por ambos participantes en el mercado, salvo en el caso de que los cambios de programa se produzcan entre unidades de programación del mismo participante en el mercado, en cuyo caso sólo será necesaria una única comunicación.

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

Los cambios de programa se realizarán por periodos de programación cuarto-horarios.

En caso de que las nominaciones de programa no respeten los límites físicos de las unidades de programación o las limitaciones establecidas por seguridad del sistema, la nominación será rechazada en su totalidad.

El OS procederá a aceptar el cambio de programa una vez recibidas y validadas las comunicaciones de cambio de programa por parte de ambos participantes en el mercado o del participante en el mercado, en caso de cambios de programación entre unidades de programación del mismo participante en el mercado.

Desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real.

13. Servicios de balance.

13.1 Activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR). La activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa final definitivo (PHFC) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance RR, conforme a lo establecido en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

La activación de energías de balance RR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3(a) del Reglamento EB.

La participación en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance RR estará condicionada a la disponibilidad y publicación del PHFC con un margen de al menos 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación.

13.2 Actuaciones ante desequilibrios frecuencia-potencia. En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y demanda, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación secundaria.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización del servicio de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

14. Solución de restricciones técnicas en tiempo real. A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los PM podrán proceder a actualizar de forma continua para cada periodo de programación cuarto-horaria del día siguiente, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. En estos casos, los PM serán informados a través de la Web privada de eSIOS.

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

15. Elaboración del programa operativo (P48). La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la hora de programación.

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los PM el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

La modificación del programa de energía de una unidad de programación en el P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- Modificaciones de los programas del mercado intradiario.
- Modificaciones derivadas de la comunicación de cambio de programas entre BRP.
- Modificaciones por aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o por asignación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas o unidades de programación comunicadas al OS.
- Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MW por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía previamente nominado por un participante en el mercado.
- Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

16. Programas de intercambios internacionales. Para establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia

encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, se tendrán en cuenta, de manera coordinada con los OS vecinos, los programas de intercambio de energía resultantes de los siguientes procesos:

- Nominación de derechos físicos de capacidad a largo plazo autorizados,
- nominación de contratos bilaterales físicos a través de las interconexiones en las que no esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos de capacidad en el largo plazo,
- acoplamiento de mercados diarios y, en caso de producirse un desacoplamiento de mercados, aplicación de las Subastas de Respaldo,
- mercado intradiario continuo y, en su caso, subastas europeas de fijación de precio de la capacidad de intercambio en horizonte intradiario,
- mercado intradiario de subastas regionales complementarias MIBEL,
- participación en las plataformas europeas de balance,
- gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real y
- establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

17. Intercambios de información dentro del proceso de programación. Sin perjuicio de la información publicada por el OS a través de sus páginas Web, todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los PM realizados en el marco del proceso de programación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los PM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los participantes del mercado afectados.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia durante el proceso de programación, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante a dicho proceso, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del programa correspondiente, manteniendo informados en todo momento a los PM y al OM de estas actuaciones. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

## ANEXO I

### Horarios establecidos para los intercambios de información

#### 1. Horarios de publicación a del proceso de programación diario

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.</li> <li>– Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> </ul>	10:15 horas

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). – Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.	10:30 horas
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: – Contratos bilaterales internos con entrega física. – Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP). – Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España. Envío de los PM al OS del programa correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima.	13:00 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario)
Publicación PDBF por el OS.	13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación de los resultados del mercado diario)
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos.	14:45 horas
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de banda de regulación secundaria.	14:45 horas
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP)
Asignación de banda de regulación secundaria.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria)
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas

## 2. Horarios de publicación de los programas PHF

	Sesión 1. <sup>a</sup>	Sesión 2. <sup>a</sup>	Sesión 3. <sup>a</sup>	Sesión 4. <sup>a</sup>	Sesión 5. <sup>a</sup>	Sesión 6. <sup>a</sup>
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Resultados subastas MI.	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea.	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF (**).	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17

(\*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(\*\*): 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

D: Día de programación; D-1: Día anterior al de programación.

	Sesión 1. <sup>a</sup>	Sesión 2. <sup>a</sup>	Sesión 3. <sup>a</sup>	Sesión 4. <sup>a</sup>	Sesión 5. <sup>a</sup>	Sesión 6. <sup>a</sup>
Horizonte de programación.	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(\*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(\*\*): 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

D: Día de programación; D-1: Día anterior al de programación.

Nota aclaratoria: En caso de retrasos en alguna de las publicaciones, se modificarán los horarios según se describe en este procedimiento de operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los PM mediante la página Web privada de eSIOS.

## ANEXO II

### Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Conceptos generales. La 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 este procedimiento de operación. Al objeto de facilitar los análisis de seguridad realizados por el OS, las UP estarán compuestas por una o más Unidades Físicas (UF).

Los códigos de identificación de estas unidades en el sistema eléctrico peninsular español serán aprobados por el OS conforme a los medios y procedimientos establecidos para el alta de unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

Adicionalmente, cada unidad de programación y unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

A efectos de la organización establecida en este anexo de las unidades de programación y físicas para el proceso de la programación se entenderá por:

Instalación de producción o de almacenamiento a cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Instalación híbrida: término utilizado en este anexo para referirse a una instalación de producción de electricidad que incorpora varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. A efectos de la consideración de una instalación como híbrida en lo relativo al proceso de programación a que se refiere este anexo, al menos dos elementos de la instalación híbrida entre módulos de generación o instalaciones de almacenamiento deben ser mayores de 1 MW.

Asimismo, las instalaciones a las que les sea de aplicación un régimen retributivo específico que normativamente requiera de una medida de cumplimiento individualizado no podrán constituirse como instalación híbrida en los términos definidos en el párrafo anterior, a los efectos del proceso de programación.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumple con los requisitos recogidos en el artículo 7 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.

Grupo térmico: se entiende bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán gestionadas por los participantes en el mercado. En caso de que el participante del mercado sea distinto del titular de las instalaciones de producción o de almacenamiento:

– Si el participante del mercado es un representante en nombre ajeno (representación directa), deberá actuar con la unidad de programación del titular de las instalaciones de producción o de almacenamiento.

– Si el participante del mercado es un representante en nombre propio (representación indirecta) de instalaciones de potencia instalada superior a 1 MW o agrupaciones de instalaciones cuya suma de potencias instaladas sea superior a 1 MW, podrá actuar con una unidad de programación propia del representante o con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.

– Si el participante en el mercado es representante de unidades de programación compuestas por una única unidad física agregadora, conforme a lo establecido en el apartado 2.1.c de este anexo, únicamente podrá actuar con las unidades de programación propias del representante, con independencia del tipo de representación.

– Si el participante en el mercado es un comercializador de venta, deberá actuar con la unidad de programación de venta del comercializador.

2. Organización de las unidades de programación. Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

### 2.1 Unidades de programación de generación.

a) Unidades de programación correspondientes a instalaciones de potencia máxima superior o igual a 100 MW (salvo UGH). Se constituirá una única unidad de programación por cada instalación, entendiéndose por instalación cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, de potencia máxima superior o igual a 100 MW. El valor de la potencia neta máxima se determina como el valor de la capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre el tipo de producción o combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente.

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones híbridas, según la definición establecida en el punto 1 de este anexo, estas serán clasificadas de acuerdo con las distintas combinaciones posibles de hibridación detalladas a continuación y, a efectos del umbral de 100 MW se considerará la capacidad de acceso de la instalación híbrida en su conjunto:

Tipo de producción para UP híbrida
Híbrida renovable (exclusivamente módulos de generación renovables).
Híbrida renovable - térmica no renovable (módulos de generación renovables y módulos de generación térmicos no renovables).
Híbrida renovable - almacenamiento (módulos de generación renovables e instalaciones de almacenamiento).

Tipo de producción para UP híbrida
Híbrida térmica no renovable con almacenamiento (módulos de generación térmicos no renovables e instalaciones de almacenamiento).
Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento (combinación de todas las anteriores).

### Organización en Unidades Físicas (UF)

Con carácter general, cada unidad de programación estará formada por una única unidad física o en el caso de instalaciones híbridas, por tantas unidades físicas como módulos de generación (según su tipo de producción) o instalaciones de almacenamiento cuente el global de la instalación.

En el caso de centrales multiteje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), estos integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Las centrales multiteje operarán en distintos modos de funcionamiento.

Los grupos térmicos multiteje hibridados contarán, así mismo, con unidades físicas adicionales correspondientes a los módulos de generación o instalaciones de almacenamiento, sin afectar estas UF a los modos de funcionamiento establecidos.

### Modos de funcionamiento de centrales multiteje

Se define como modo de funcionamiento cada una de las posibles combinaciones de turbinas de gas y de turbinas de vapor de las unidades de producción correspondientes a la tecnología de ciclo combinado, que hayan sido notificadas y cuyo funcionamiento efectivo haya sido verificado ante el OS.

El modo de funcionamiento de cada unidad de producción de la tecnología de ciclo combinado se determinará de acuerdo con el programa de entrega de energía de la unidad de programación asociada a dicha unidad de producción, los datos estructurales facilitados al OS por el titular de la unidad de programación para cada modo de funcionamiento y, en su caso, cuando un mismo programa de entrega de energía pueda ser proporcionado con más de un modo de funcionamiento, mediante el correspondiente desglose en unidades físicas del programa de entrega de energía de la unidad de programación, enviado al OS por el participante en el mercado titular de la unidad de programación.

En caso de que el modo de funcionamiento de la unidad de producción no se pueda determinar unívocamente mediante el programa o, en su caso, el desglose del programa de la unidad de programación, el OS considerará para dicha unidad de programación el modo de funcionamiento específico que mejor se adecúe a las necesidades que la seguridad del sistema requiera en cada momento.

b) Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica. Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de instalaciones hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH).

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación. En caso de instalaciones menores de 1 MW podrán formar parte de la misma unidad física siempre y cuando tengan la misma localización eléctrica específica y unívoca, aunque sean diferentes claves del registro administrativo.

Podrán integrarse en una misma UGH todas las unidades físicas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

i. Pertenecer a un mismo titular o a titulares representados por el mismo participante en el mercado en nombre propio (representación indirecta). En caso de propiedad compartida, se considerará titular al sujeto que tenga atribuida la explotación según lo acordado entre las partes.

ii. Pertenecer a la misma cuenca hidrográfica, según se define en el artículo 16 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. En el caso de que por la aplicación de esta condición resultaran agrupaciones de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, instalaciones hidroeléctricas que no cumplan dicha condición, siempre que la potencia instalada de cada una de las instalaciones agregadas no supere los 200 MW y se cumpla al menos uno de los siguientes supuestos:

– La instalación se ubica en la misma demarcación geográfica, según se define en el artículo 16bis del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas;

– La instalación comparte el punto eléctrico de evacuación con otras instalaciones pertenecientes a la UGH desde antes de la entrada en vigor de esta disposición;

No obstante, la CNMC podrá autorizar excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que por el tamaño de las instalaciones el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia.

iii. Todas las instalaciones que se integren en una misma UGH deberán presentar un mismo régimen económico, con o sin retribución específica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 14.7 y 14.7.bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Cada instalación de bombeo puro constituirá por sí misma una unidad de gestión hidráulica, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2.3.a de este anexo.

Tras la aprobación y publicación por la CNMC de la lista de Unidades de Gestión Hidráulica a la que hace referencia el Resuelve Tercero de la Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español, se seguirá el procedimiento siguiente para constituir o modificar una UGH. El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema, quien la elevará a la CNMC acompañada de una valoración técnica y administrativa de la solicitud, en el plazo máximo de 30 días hábiles desde la recepción de esta.

A los efectos de comprobar el cumplimiento de las condiciones de constitución de la UGH, el operador del sistema podrá requerir al solicitante la información que considere oportuna, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos 10 días hábiles. El plazo de valoración por el operador del sistema se considerará suspendido hasta la recepción de la información solicitada.

La CNMC autorizará o denegará mediante resolución motivada y previo trámite de audiencia a los interesados.

Mientras el expediente no se resuelva, el solicitante y las unidades físicas afectadas continuarán participando en el mercado de electricidad conforme a las unidades de programación vigentes. Igualmente, en caso de denegación de la petición por parte de la CNMC.

La CNMC mantendrá disponible en su página web la lista de UGH vigentes.

c) Unidades de programación correspondientes a instalaciones de potencia máxima inferior a 100 MW (salvo UGH) o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGH), de cogeneración y de residuos. Con carácter general, para instalaciones cuya potencia

máxima sea inferior a 100 MW y que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGH), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y sus hibridaciones, ya sean incorporando módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto de liquidación responsable del desvío (BRP), participante en el mercado y tipo de producción, conforme a los tipos establecidos en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural – Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	
Híbrida renovable.	
Híbrida renovable - térmica no renovable.	
Híbrida renovable - almacenamiento.	
Híbrida térmica no renovable - almacenamiento.	
Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su tipo de producción principal, obtenida del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. En caso de hibridación, la instalación se categorizará de acuerdo con los cinco tipos de producción híbridos según corresponda.

Adicionalmente, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación a la que le son de aplicación/no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.
- Generación habilitada/no habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

A través de estas UP se integrarán en el sistema, en su caso, las entregas de energía correspondientes a excedentes de energía no acogidos a compensación simplificada.

## Organización en Unidades Físicas (UF)

Respecto a la organización de las UF que componen las UP de este apartado, los criterios que aplican con carácter general son los siguientes:

Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica y unívoca:

– Cada instalación o instalación híbrida de potencia instalada superior a 1 MW y potencia máxima inferior a 100 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave.

– En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW. En este caso, si estas instalaciones se encontraran en la misma agrupación que otra instalación superior a 1 MW, participante en el mercado y BRP, el conjunto se podrá constituir en una única UF diferenciada.

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización eléctrica específica y unívoca, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que englobará:

– Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 1 MW.

– Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.

## Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:

– Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.

– Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia neta instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.

– Asimismo, con carácter excepcional, el OS o el gestor de la red de distribución, podrá solicitar que una unidad de programación se constituya en unidades físicas equivalentes, de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS o el gestor de la red de distribución para este objetivo, unidades equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS o por el gestor de la red de distribución en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

En caso de solicitud de tratamiento individualizado por necesidades del gestor de la red de distribución, la modificación debe realizarse de común acuerdo con el OS y

respetando los criterios generales que permitan desarrollar adecuadamente los procesos de operación y liquidación de estas nuevas unidades.

d) Toma de energía por productores para consumos propios. Cada participante del mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la toma de energía horaria para sus consumos de sus instalaciones de generación, entendiéndose por consumos propios de generación los definidos en el artículo 3. j) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 2.1.a y 2.1.b de este anexo, cada participante en el mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para toma de energía para los consumos propios por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos propios se realizará cuando el saldo neto por periodo de programación de energía sea consumidor.

## 2.2 Unidades de programación de demanda.

a) Toma de energía por comercializadores. Cada comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español que incluirá, en su caso, los excedentes de energía procedentes de instalaciones de consumo acogidas a compensación simplificada.

En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador deberá disponer de las unidades de programación específicas habilitadas para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

- Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de comercializadores deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

b) Toma de energía por consumidores directos en mercado. Cada participante en el mercado que actúe como consumidor directo será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación responsable del balance con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

En caso de participación en los servicios de balance, el participante en el mercado deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

- Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de consumidores directos en mercado deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

2.3 Unidades de programación de almacenamiento y unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red.

a) Instalaciones hidráulicas de bombeo. Las instalaciones hidráulicas de bombeo no híbridadas tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía del conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro o mixto que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución no integrada en una UGH.

Las entregas de energía de instalaciones de bombeo integradas en una UGH se realizarán a través de la unidad de programación de la UGH.

Cada unidad de programación para entrega de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, cada participante del mercado será titular de una única unidad de programación para la toma de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación para la toma de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

b) Instalaciones de almacenamiento no hidráulicas. Las instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o de demanda tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Así, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la entrega de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Adicionalmente, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la toma de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

En caso de instalaciones mayores o iguales a 100 MW o instalaciones consideradas relevantes para la seguridad del sistema, el OS, o el gestor de la red de distribución de forma coordinada con el OS, podrá solicitar, adicionalmente a los criterios establecidos (BRP y participante en el mercado), la creación de unidades de programación específicas en función de su localización en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada una de las unidades de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como instalaciones integran la unidad de programación, entendiendo como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

c) Unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red. Las instalaciones híbridas que incorporen instalaciones de almacenamiento con capacidad de toma de energía de la red deberán establecer una unidad de programación de compra que se corresponderá de forma unívoca con una única unidad de programación de venta de la instalación híbrida.

Cada una de las unidades de programación de compra estará compuesta por tantas unidades físicas de compra como unidades físicas de venta correspondientes a instalaciones de almacenamiento de la instalación híbrida con almacenamiento integran la unidad de programación.

#### 2.4 Unidades de programación de importación y exportación de energía.

a) Unidades de programación para la importación de energía. Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de importaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la importación de energía.

b) Unidades de programación para la exportación de energía. Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de exportaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la exportación de energía.

2.5 Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear. Cada participante en el mercado autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular para el sistema eléctrico balear será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2.6 Unidades de programación genéricas. Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica. Con dicha unidad el participante en el mercado podrá programar todas las entregas o tomas de energía en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas de largo plazo (anual y mensual) en la interconexión entre España y Francia.
- Nominación del contrato bilateral correspondiente, en caso de aplicación de las subastas de respaldo por desacoplamiento de mercados en horizonte diario.
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas en el programa PDBF deberá ser nulo. A tal efecto, los participantes en el mercado podrán participar en el mercado diario o realizar los correspondientes contratos bilaterales antes y después del mercado diario.

2.7 Unidades de programación porfolio. Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer, para cada una de sus actividades, de una unidad de programación

porfolio de venta y de una unidad de programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

Estas unidades se verán reflejadas en los programas publicados por el OS en aquellos casos en que los resultados de la ronda del continuo incorporen unidades de porfolio sin desagregar.

## ANEXO III

### Contratos bilaterales con entrega física

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre dos participantes en el mercado utilizando las unidades de programación establecidas en el anexo II.

1. Declaración de alta de contratos bilaterales ante el operador del sistema. La declaración de contratos bilaterales al OS se realizará desde la página Web privada de eSIOS. Tras la solicitud de alta del contrato bilateral a través de la página Web privada del OS, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta de este al PM solicitante.

Existen los siguientes tipos de contratos bilaterales:

– Internacionales:

a. Antes del mercado diario: mediante estos contratos se nominan los derechos de la capacidad adquirida a largo plazo en las interconexiones en las que existe un método de asignación de capacidad a largo plazo y se establecen contratos bilaterales internacionales en aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad. Se nominan antes del mercado diario.

b. Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR).

– Internos dentro del sistema eléctrico peninsular español: se realizan entre unidades de generación y unidades de demanda localizadas en el sistema eléctrico peninsular español. Pueden ser nominados antes y después del mercado diario.

– Entre comercializadoras: Estos contratos sólo se pueden nominar después del mercado diario, una vez que el comercializador ha adquirido en el mercado diario la energía que posteriormente será vendida a la otra empresa comercializadora.

2. Nominación de contratos bilaterales. La nominación de los contratos bilaterales se realiza en el horizonte diario de programación conforme a lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

Desde la fecha de alta comunicada por el operador del sistema, los participantes del mercado podrán proceder a la nominación del contrato bilateral para su integración en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Estas nominaciones podrán ser directas o indirectas, según se haya acordado entre las partes y comunicado al OS en el proceso de declaración de alta del contrato bilateral.

– Nominaciones directas: ambos participantes del mercado deberán realizar la nominación de los programas de energía de sus correspondientes unidades de programación.

– Nominaciones indirectas: previa notificación al OS, sólo uno de los participantes en el mercado deberá realizar la nominación de programa correspondiente a ambas unidades de programación.

## ANEXO IV

### Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Presentación de reclamación. Una vez publicados los resultados de los procesos de programación y asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema el OS realizará un seguimiento y control de los resultados y publicaciones del proceso de programación.

Si a lo largo de este proceso se identificara una anomalía, el OS, en los casos que sea posible, podrá realizar la correspondiente republicación con posterioridad a las secuencias establecidas en el proceso de programación, informando a la CNMC y a los participantes del mercado de la causa de la anomalía y de la corrección realizada.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones a través de la página Web privada del OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos. Este mecanismo de reclamaciones podrá ser utilizado también por los participantes en el mercado para declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico o interlocutores habituales, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la página Web privada del OS, para su consideración como reclamación formal.

2. Resolución de reclamación. En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación, el OS, en coordinación con el OM y los OS vecinos, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del mensaje correspondiente al proceso de programación afectado, manteniendo informados en todo momento a los PM de estas actuaciones, a través de la Web privada de eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OS adoptará sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

Los plazos de reclamación que permiten resolver la reclamación mediante la repetición de procesos diarios son los siguientes:

– A partir de la puesta a disposición del PDBF, los PM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web privada de eSIOS.

– A partir de la puesta a disposición del PDVP, los PM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS.

– A partir de la puesta a disposición de la asignación diaria de banda de regulación secundaria, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web privada de eSIOS.

Para los procesos realizados en el horizonte intradiario y tiempo real no se recogen explícitamente plazos de reclamación para la repetición del proceso, aplicando en todo caso, que el OS, desde el momento de recepción de la reclamación, evaluará la posibilidad de repetición del proceso, o en su caso, de proceder a una corrección a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes.

En el caso de declaración de un error en las ofertas, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación si la subsanación del error conllevara un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores. En caso contrario, si la subsanación conllevara un beneficio para el sujeto o afectase negativamente a otros proveedores, el operador del sistema lo comunicará a la CNMC para su resolución.

3. Respuesta a la reclamación. El OS gestionará en un plazo no superior a cinco días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al participante del mercado que ha presentado la misma o, en su caso, la notificación a la CNMC de una declaración de error en una oferta asignada. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

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

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5. Régimen del proceso de programación. El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los participantes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del Operador del Sistema. Tampoco responderá el operador del sistema de las consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción de energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento de este.

## ANEXO V

### Validación de nominaciones de programa

1. Validación de nominaciones de programas del mercado diario. El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas por los participantes en el mercado y la información referente a los resultados de la contratación de energía en el mercado diario recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

- a) Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.
- b) Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los participantes del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

- Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las

comunicaciones realizadas por los diferentes participantes del mercado identificados como contrapartes en dicho contrato.

– Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

## 2. Validación de nominaciones de programas en el mercado intradiario.

2.1 Subastas del mercado intradiario. En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

### a) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

### b) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

2.2 Mercado intradiario continuo. Se realizará la validación de las nominaciones de programa de los resultados del MIC de forma que, en el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de

programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

a) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

b) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

### *P.O.3.2 Restricciones técnicas*

1. Objeto. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento es de aplicación a:

- Operador del Sistema (OS).
- Participantes en el Mercado (PM), en el ámbito del sistema peninsular español.

3. Definiciones.

3.1 Participante en el Mercado. Persona física o jurídica que compra, vende o genera 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 incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

3.2 Restricción técnica. Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones técnicas debidas a:

– Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

- Insuficiente reserva de potencia para la regulación y el balance del sistema.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución comunicadas al OS por el gestor de la correspondiente Red de Distribución.

Para la solución de estas restricciones técnicas se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.3 Arranque programado. Se considera que existe un arranque programado por restricciones técnicas cuando al establecerse una limitación de programa mínimo por seguridad en un conjunto de periodos horarios consecutivos, se cumplen las siguientes condiciones:

- La limitación por seguridad no corresponde a un adelanto o a un retraso de un arranque programado por la unidad mediante su participación en los mercados previos.
- La unidad tiene un programa nulo en todos y cada uno de los periodos horarios consecutivos en los que se establece la limitación por seguridad (o modo de funcionamiento inferior en el caso de ciclos combinado multieje).
- Adicionalmente, en arranques programados en tiempo real, el programa PHFC en el cierre es igual al programa PHFC de la unidad en el momento de establecer la limitación por seguridad.

En el caso de unidades híbridas el arranque programado de grupos térmicos se determinará de acuerdo con el desglose de las unidades físicas térmicas correspondientes.

3.3.1 Arranque en caliente. Arranque programado y/o realizado por la unidad de producción térmica de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde el último periodo de programación con programa asignado y el primer periodo de programación en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.3.2 Arranque en frío. Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad de producción térmica que no cumpla la condición de arranque en caliente.

3.4 Arranque de turbina de gas adicional. Arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.5 Tiempo de preaviso.

3.5.1 Tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico. Tiempo requerido desde la comunicación de la orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, comunicado, para cada unidad de programación de tecnología térmica, mediante su incorporación en la oferta específica para el proceso de solución de restricciones técnicas. En el caso de las unidades de ciclo combinado multieje, estos tiempos de preaviso estarán asociados a aquellos modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor en su configuración.

3.5.2 Tiempo de preaviso para el arranque de turbinas de gas adicionales. Tiempo requerido para el arranque de una turbina de gas adicional, con el grupo ya operando en un modo de funcionamiento determinado que incluye la operación de la turbina de vapor en su configuración.

3.6 Potencia máxima para la operación. De la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo existencia de disposiciones normativas que lo modifiquen. En

el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dicho valor coincidirá con la potencia neta.

Potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo): vendrá determinada por el valor de capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá tomar de la red, de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, o, en su defecto, en el acuerdo de conexión, salvo existencia de disposiciones normativas que lo modifiquen.

De las unidades físicas no híbridas constituidas por un conjunto de instalaciones: la potencia máxima vendrá determinada por la suma de la potencia máxima de cada una de las instalaciones que la conforman.

3.7 Sistema de reducción de carga. Automatismo de teledisparo o sistema de reducción automática de potencia que, ante una determinada contingencia, podrá dar lugar, de forma automática, a la pérdida completa o parcial de la producción de la unidad que tenga habilitado este sistema de reducción de carga.

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

4.1 Periodo para la recepción de ofertas para la solución de restricciones técnicas del PDBF. El periodo para la recepción de ofertas queda definido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía. Los PM asociados a unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

- Producción de grupos térmicos no renovables y de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo.
- Producción de centrales reversibles de bombeo y de instalaciones de almacenamiento.
- Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Presentarán las ofertas siguientes:

4.2.1 Ofertas de venta de energía. De carácter obligatorio para todos aquellos PM asociados a unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta de energía para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de la fuente de energía primaria o el recurso almacenado disponible en dichas instalaciones.

En el caso de unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, la oferta de venta de energía será por la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

De carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

4.2.2 Ofertas de compra de energía. Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

4.3 Unidades de programación para la adquisición de energía. Los PM asociados a unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, para instalaciones de almacenamiento y para instalaciones de demanda con localización eléctrica específica, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

– Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de compra del PDBF) para el consumo de bombeo y las instalaciones de almacenamiento, y carácter potestativo respecto al programa PDBF para las instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de adquisición de energía, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso almacenado y/o las mejores previsiones de consumo.

4.4 Unidades de programación genéricas. Las unidades de programación genéricas no participarán en la solución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

4.5 Características de las ofertas. Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el PM asociado a la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar asociada, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

– Tipo de oferta (generación, importación, consumo de bombeo, almacenamiento o demanda).

– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

- Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna

de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

– Para los grupos térmicos:

- Se deberán incorporar los tiempos de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, ambos declarados en minutos, a los efectos de determinar las soluciones técnicamente válidas para resolver una restricción. En el caso de los ciclos combinados multieje, se deberán facilitar los tiempos de preaviso por cada modo de funcionamiento, así como el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional.

- Se podrán incorporar los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque en frío.
- Coste de arranque en caliente, que deberá ser igual o inferior al coste de arranque en frío.
- Para los grupos térmicos correspondientes a ciclos combinados multieje, se podrán incorporar también los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque de una turbina de gas adicional.
- Coste para cada hora en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

– Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de compra y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la unidad participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Podrán establecerse límites de precios máximos y/o mínimos, tanto de la energía ofertada como de los términos específicos, de aplicación a aquellas zonas en las que se constate la existencia de restricciones sistemáticas con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su resolución. Dichos límites, así como las condiciones para su aplicación, serán fijados por resolución de la CNMC y tendrán carácter temporal.

Aspectos para tener en consideración, al menos, hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español:

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF tendrán carácter horario, mientras que las actualizaciones para el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real deberán tener carácter cuarto-horario. En caso de que la oferta presentada al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF no se actualice en tiempo real se adaptará automáticamente a periodos cuarto-horarios.

4.6 Actualización de las ofertas de restricciones técnicas en tiempo real. Las ofertas presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán ser actualizadas de forma continua dentro del plazo de tiempo definido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

4.7 Presentación de ofertas de restricciones técnicas por defecto. Los PM asociados a unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de

operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

5. Criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnica. Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y las capacidades máximas de potencia activa de las instalaciones de generación, y las potencias nominales de las instalaciones de consumo de bombeo, almacenamiento y demanda, de acuerdo con la definición de las mismas y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, potencia nominal de almacenamiento, etc.) que deberán facilitar al OS los PM asociados a las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta, además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los PM asociados a estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los PM asociados a las correspondientes unidades.

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

En todos los casos en los que la solución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción o de demanda de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta o de compra de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta o de compra de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

Las limitaciones aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación cuyo desglose (en horizonte diario, intradiario o de tiempo real) enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación sea incorrecto, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas sobre unidades de programación, o en su caso, sobre unidades físicas, a un valor igual a la potencia máxima disponible de la unidad de programación o de la unidad física, o a la suma de las potencias máximas disponibles de las unidades físicas que integren una unidad de programación, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas solo darán lugar a redespachos de energía en aquellos casos en los que la unidad física tenga localización geográfica específica y cuente con telemedida asociada unívoca.

Aspectos para tener en consideración, al menos, hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español:

Las limitaciones establecidas por seguridad para periodos horarios que puedan ser gestionados en las distintas sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo, abarcarán el periodo horario completo.

Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor de energía y precio en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora.

Los redespachos por restricciones técnicas en tiempo real presentarán el mismo valor de energía en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, cuando la limitación por seguridad se establezca para horas que aún puedan ser gestionadas en el mercado intradiario.

Los redespachos por restricciones técnicas en tiempo real podrán presentar valores de energía y precio distintos para periodos de programación cuarto-horarios correspondientes a la misma hora cuando la limitación por seguridad se establezca para horas que ya no puedan ser gestionadas en el mercado intradiario.

6. Proceso de solución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF). Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

Fase 2: Reequilibrio de generación y demanda.

6.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

6.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

a) Preparación de los casos de estudio. Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

– La producción, la demanda con localización eléctrica específica y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.

– Las desagregaciones de programas correspondientes a:

- Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables, centrales reversibles de bombeo, instalaciones de generación con autoconsumo e instalaciones de almacenamiento.

- Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.

- Unidades de compra de energía asociadas a centrales reversibles de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.

– La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.

- La mejor información disponible en relación con:
  - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
  - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de generación y adquisición.

– La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la solución de las restricciones técnicas.

b) Análisis de seguridad. Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Los casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los PM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

c) Solución de restricciones técnicas. Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

6.1.2 Medios para la solución de las restricciones técnicas. Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá considerar modificaciones topológicas, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y/o establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

a) Modificaciones topológicas con influencia en los flujos de potencia activa y reactiva de la red de transporte. Mediante el empleo de cambios topológicos, cambios de tomas de los transformadores desfasadores, modificaciones en el ajuste de los dispositivos de control de flujo mediante electrónica de potencia, cambios en las tomas de los transformadores de potencia, conmutación de reactancias y condensadores y modificaciones en el ajuste de los equipos de control de tensión mediante electrónica de potencia.

El OS tendrá en cuenta estas medidas topológicas disponibles en los análisis de seguridad. Si durante la operación en tiempo real se detectan incumplimientos de los criterios de seguridad, el OS activará las medidas topológicas previstas, siempre que su

aplicación contribuya a cumplir los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema, manteniéndolas activas durante el tiempo que persistan dichos incumplimientos.

b) Consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga. El OS, para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, podrá considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga de las instalaciones cuya producción ante una determinada contingencia contribuya a una determinada restricción identificada en la red de transporte o en la red de distribución.

c) Incremento de la energía programada en el PDBF. Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de venta y de las ofertas de compra de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de adquisición de energía, asociadas a instalaciones de producción y de demanda:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables y a generación asociada a autoconsumo.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo, consumo de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades correspondientes a instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

d) Reducción de la energía programada en el PDBF. La reducción de la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

- Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
  - Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables y a generación asociada a autoconsumo.
  - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
  - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, instalaciones de almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica.
- En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

e) Situaciones excepcionales. En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos

interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

#### 6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

a) Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF. En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario. Para el cálculo del coste se considerará, en su caso, el programa que las unidades de producción tengan en el día previo al de programación, de acuerdo con el último PHFC publicado con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la solución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquella que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la solución de las restricciones técnicas se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía y serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En este proceso, cuando se requiera el arranque de un grupo térmico por razones de seguridad del sistema, se retribuirán los arranques en frío o en caliente, según correspondan, que hayan sido programados y realizados de forma efectiva, de acuerdo con el término específico de coste de arranque en frío y en caliente incorporado en la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional de la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada y el coste para cada hora en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el día previo al de suministro de la energía, incorporado en el último PHFC que haya sido publicado con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

b) Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF. Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades y darán lugar a nuevos programas de energía.

En el caso de que se reduzcan los programas de venta de energía conforme a la aplicación de la regla prorata, para realizar dicha reducción se establecerá un redondeo

de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dicha restricción se identifique ya en el caso base de estudio, o de que aparezca únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

1. Restricciones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad poscontingencia o ambos. Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción en el caso base de estudio, se procederá tal y como se indica a continuación:

Se limitará la producción en la zona afectada por la restricción de tal forma que en ningún momento se sobrepasen los límites de seguridad que correspondan atendiendo, en su caso, a los criterios fijados en el procedimiento de operación que corresponda.

En el caso de que las influencias de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad por razones de seguridad del sistema. Posteriormente, se procederá a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se procederá de la siguiente forma:

– Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la restricción que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto.

– Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades de producción con un programa no factible, entendiéndose por tal un programa superior a cero e inferior al mínimo técnico de la unidad, y que no corresponda a un programa de energía de más de tres horas consecutivas del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.

– Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de las unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el siguiente orden de prioridad de despacho por tipo de producción, el cual estará en cualquier caso supeditado a lo dispuesto al respecto en el anexo XV del Real Decreto 413/2014 o norma que lo sustituya:

1) Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2) Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

3) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo con la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo con la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en la normativa de aplicación, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En el caso de unidades de programación híbridas, el orden de prioridad de despacho vendrá determinado por el tipo de producción más desfavorable entre los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la compongan. En el caso específico de unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, la unidad de programación de venta correspondiente será incluida dentro del grupo 1 del orden de prioridad de despacho definido con anterioridad.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF mediante prorrata se respetará el mínimo técnico de las unidades y los programas de energía en uno o más de los periodos de programación de las tres primeras horas del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de unidades de producción en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo de preaviso de arranque en frío desde orden de arranque hasta mínimo técnico, y/o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque.

En el caso concreto de que se identifique una restricción en la que se requiera la reducción del programa de varias unidades pertenecientes a un mismo PM con una contribución equivalente a la restricción y mismo orden de prioridad de despacho por tipo de producción, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo PM, y se tendrá en cuenta el orden de preferencia comunicado al OS por el correspondiente PM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada PM, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

2. Restricciones en situaciones poscontingencia. Una vez comprobada la no existencia de restricciones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad que requieran la reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de restricciones poscontingencia.

En este caso, se procederá a resolver la restricción de igual forma que en el caso base de estudio, teniendo en cuenta que cuando tengan un factor de influencia equivalente, se reducirán en primer lugar los programas de las unidades sin sistema de

reducción de carga habilitado ante la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

Si aun así no se resolviese la congestión, el OS procedería a considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga en la zona ante la contingencia que produzca la restricción, hasta el valor de potencia máxima admisible por seguridad que se podría reducir mediante estos sistemas.

Si una vez alcanzado este valor de potencia máxima admisible no fuese suficiente para resolver la restricción, el OS procedería a reducir los programas de las unidades con sistema de reducción de carga habilitado para la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

En el caso de automatismos de teledisparo, lo anterior será de aplicación siempre y cuando actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

El PM asociado a cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos sistemas de reducción de carga.

c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir. En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de balance de activación manual. En el caso de unidades de programación térmicas compuestas por más de una unidad física o híbridas térmicas, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

d) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar. En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo, almacenamiento y demanda, hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores del programa de estas unidades.

6.1.4 Implementación práctica de la solución de restricciones. El OS establecerá las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas modificaciones, el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

– UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

- UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica para la que se requiere un incremento de su programa de adquisición respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el PM asociado a dicha unidad para la solución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

6.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad. Como parte del proceso de solución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores.

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

- LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía que, por razones de seguridad del sistema, debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

- LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

Establecimiento de limitaciones de programa máximo para evitar restricciones técnicas en posteriores mercados:

En el caso de que no existan restricciones en el caso base de estudio ni en situación poscontingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a las unidades de producción, pero estas restricciones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, servicios de balance de activación manual), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará, por periodo de programación, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación poscontingencia, o bien si correspondería a una restricción en el caso base.

Si la posible restricción se presentase en el caso base, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de la zona teniendo en cuenta los programas de producción previstos de todas las unidades de producción participantes en la restricción.

Si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de las unidades.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará mediante la aplicación de una limitación individual de programa máximo sobre cada unidad de producción de la zona con influencia en la congestión afectada por el reparto de la capacidad de evacuación.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible, considerando las posibles limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS, y utilizando, a igualdad de criterios técnicos, el orden de mérito calculado como el coste de programación a potencia máxima disponible por unidad de energía programable para el conjunto de periodos de programación correspondientes, conforme a las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas para repartir, en su caso, la posible modificación de los programas entre las distintas unidades.

Cuando coincida el coste de programación, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción, y en caso de igualdad de coste y prioridad, se repartirá la posible modificación de los programas entre las distintas unidades, ordenándolas de menor a mayor potencia máxima disponible. En esta situación, si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se dará prioridad sobre el orden de prioridad de despacho a las unidades de producción con sistema de reducción de carga habilitado.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad condicionará los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, de las unidades de programación, y en su caso, de las unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

Los PM asociados a unidades de programación deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por seguridad sobre las unidades de programación, y en su caso, sobre las unidades físicas, y asegurarse de que respetan dichas limitaciones en los mercados posteriores.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (Unidad con Programa Obligado) y UPL (Unidad con Programa Limitado), para la solución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

1) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo

(LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

2) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía).

3) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

4) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de adquisición de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (incrementos del programa de adquisición de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de programación, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de programación.

**6.1.6 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.** En aquellos casos en los que, con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión que no pueda resolver mediante la adopción de distintas medidas en la red bajo su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las limitaciones de programa que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, el problema identificado, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las limitaciones requeridas en las unidades de producción, indicando explícitamente las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que aplican dichas limitaciones.

Cuando el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la

restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las limitaciones requeridas en el PDBF considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, de las limitaciones de programa aplicadas debido a la seguridad de la red de distribución, y de otras medidas que el OS pudiera adoptar.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

6.1.7 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos. Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando, además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas debido a la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

6.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda. Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la

primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

6.2.1 Medios para el reequilibrio generación-demanda. Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los PM asociados a los siguientes tipos de unidades, sin tener en consideración los térmicos específicos de la oferta de restricciones técnicas:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción y de generación asociada a autoconsumo, y unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica, que cumplan al menos una de las siguientes condiciones:

1. Haber superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución.

2. Estar habilitada para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en una fecha anterior a la de entrada en vigor de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas mediante Resolución de la CNMC.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de solución de restricciones por criterios de seguridad.

6.2.2 Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda. El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que, estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que, estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la solución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica) presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

6.3 Indisponibilidades de unidades de generación y de adquisición con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF. En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de generación o de adquisición, programada o limitada para la solución de restricciones técnicas del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades comunicadas.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la solución de las restricciones técnicas del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación o de adquisición, abordándose la solución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos PM asociados a unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad,

como aquella otra información que le haya sido transmitida por los PM asociados a dichas unidades de programación, a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de generación o de adquisición, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el PM asociado a la unidad podrá acudir al mercado intradiario para recomprar o vender el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir o consumir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de generación o de adquisición para la que el PM asociado ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el PM asociado, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto se produzca después de que la unidad de generación o de adquisición haya reducido el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en la asignación de energías de balance de activación manual.

6.4 Información al OM y a los PM. Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los PM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

- Información que el OS pondrá a disposición de los PM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la solución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales por periodo de programación resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones

internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclo combinado multiteje.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los PM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF que haya sido precisa.

6.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF. La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la solución de las restricciones técnicas del PDBF, los PM asociados a unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

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

7.1 Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad. El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones técnicas que pudieran existir en cada período de programación.

La solución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación, aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones individuales aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de las limitaciones por seguridad necesarias para la solución de las restricciones técnicas, y en su caso, la incorporación de las correspondientes modificaciones de programa, se tendrán en cuenta lo indicado en los apartados 6.1.2, 6.1.4 y 6.1.5 del presente procedimiento, salvo que en este apartado se indique un criterio distinto.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

Para la solución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de energía de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta

eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorrata.

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

El OS podrá emitir consignas de máxima producción a las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación y demanda, así como a las instalaciones híbridas renovables y las instalaciones híbridas renovables con almacenamiento, por medio de sus respectivos centros de control de generación y demanda. Las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que no tengan obligación de adscripción a centro de control de generación y demanda podrán, voluntariamente, solicitar al OS la recepción de consignas de máxima producción a través del centro de control por medio del cual intercambian su información en tiempo real con el OS.

Incremento de energía para la solución de restricciones técnicas.

El OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, al incremento de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el último PHFC publicado con anterioridad al momento de establecer las limitaciones por seguridad.

Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas.

En el caso de que existan unidades de producción cuya generación sea superior a su programa y ese desvío provoque una restricción técnica, se establecerán en primer lugar, limitaciones de programa máximo de valor igual al programa de las unidades de programación o unidades físicas correspondientes, añadiéndose a dicho valor la banda de regulación secundaria asignada a subir.

Cuando la medida anterior no sea suficiente para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, a la reducción de los programas conforme al orden establecido en el apartado 6.1.3.

La predisposición de los sistemas de reducción de carga considerados conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3 se realizará durante la operación en tiempo real en función del orden inverso de prioridad de despacho (comenzando con las unidades de tipo renovable no gestionable) y, teniendo en cuenta en su caso el turno rotatorio establecido.

En caso de actuación del sistema de reducción de carga, el OS procederá a establecer las limitaciones de programa que sean necesarias hasta el momento en que desaparezca la restricción y, en consecuencia, a generar los redespachos de energía necesarios sobre el programa de la unidad de programación afectada. Los redespachos realizados sobre una unidad de programación sin oferta presentada serán realizados en aplicación del mecanismo excepcional de resolución según lo establecido en el anexo I de este documento. En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de que desaparezca la restricción, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

En aquellos casos en los que se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en tiempo real, el OS procederá según lo indicado en el apartado 6.1.3.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, teniendo en cuenta su capacidad máxima de potencia activa, el tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío o en caliente o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, según corresponda, así como el coste asociado a la programación del arranque de cada uno de ellos y el coste para cada hora cuando se requiera la programación de una turbina de gas adicional de un ciclo combinado multieje, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque de un grupo térmico, el tiempo efectivo desde arranque en frío o en caliente hasta mínimo técnico, así como el arranque de una turbina de gas adicional en ciclos combinado multieje, según sea el caso, no podrá ser superior al tiempo de preaviso declarado al OS en la oferta de restricciones técnicas.

En este proceso de arranque de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos los periodos de programación con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos de programación en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales. En caso de que como resultado de dicho cálculo haya varios grupos con un mismo coste, se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción. Para el caso de grupos térmicos híbridos, el valor de la de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la potencia máxima para la operación de la unidad de programación y la suma de los desgloses comunicados por el resto de las unidades físicas no térmicas de la unidad de programación.

Para esta programación del arranque de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema.

Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar al no disponerse de oferta de regulación terciaria a bajar, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de adquisición de energía, conforme a los criterios establecidos en los apartados anteriores. En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de preaviso de cada grupo, así como el orden de prioridad indicado en el apartado 6.1.3. A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

7.2 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución. En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario limitar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance en la red objeto de su

gestión, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.6 de este procedimiento de operación. El OS procederá a establecer las limitaciones por seguridad que sean necesarias, considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y a modificar los programas en el caso de que estas limitaciones correspondan a periodos de programación que ya no puedan ser gestionados en el mercado intradiario conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

7.3 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución. En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, de un consumo de bombeo o de una instalación de almacenamiento, estando la unidad disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

En el caso de que la indisponibilidad fortuita que impide la capacidad de evacuación de una unidad de producción se produzca en la Red de Distribución, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas de las unidades de programación afectadas por dicha indisponibilidad junto con el comienzo y la previsión de finalización de la anulación de la capacidad de evacuación.

7.4 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos. Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.9 de este procedimiento. El OS procederá conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento de operación.

7.5 Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda. Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera una modificación de programa de las unidades de producción o de demanda, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de medidas aplicadas sobre la demanda, conforme al siguiente orden:

- 1) Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de ser necesario, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

- 2) Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Aplicación de la reducción/anulación de las capacidades de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

7.6 Reequilibrio generación-demanda posterior a la solución de las restricciones técnicas en tiempo real. En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en tiempo real de las restricciones técnicas identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los PM asociados a unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o a través de la asignación de energías de balance de tipo RR.

8. Liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas. En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de solución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8.1 Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas. La liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos y, cuando proceda, a los cambios en el modo de funcionamiento de los ciclos combinados multiteje, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

8.1.1 Liquidación de los programas de energía. Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de

solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

8.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía. La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía o de adquisición de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo respecto al PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1), o para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado una reducción de su programa de venta para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF (Fase 1) o en tiempo real.

Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multiteje para los que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado el arranque de turbinas de gas adicionales conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, en los casos de aumento del programa de venta o reducción del programa de consumo de una unidad de programación en el proceso de solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La verificación de la realización efectiva de los arranques programados y su tipo específico (en frío o en caliente) se llevará a cabo siempre de acuerdo con las medidas de energía horarias.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

8.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas. Los sobrecostes del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9. Mecanismo excepcional de resolución. En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los PM afectados y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

## ANEXO I

### Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas

#### 1. Redespachos programados.

1.1 Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

##### 1.1.1 Primera fase (Fase 1): Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO). Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho, teniéndose en cuenta, en su caso, los términos específicos de coste de arranque y de coste para cada hora incorporados en la oferta de restricciones técnicas, sobre el conjunto de periodos consecutivos con energía programada por criterios de seguridad.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada periodo de programación incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO). Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPA o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBA o UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado). Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

- Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

- Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, a un consumo de bombeo, a un almacenamiento o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad asociada a la ejecución de un contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal resultante del mercado diario.

d) Unidades de adquisición de demanda que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado-UPL). Los redespachos de energía de tipo UPLPVPV programados en el PDVP sobre unidades de adquisición de demanda para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

#### 1.1.2 Segunda fase (Fase 2): Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin. Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta y de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85 % del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 115 % del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin. Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal resultante del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

c) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso. En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

## 1.2 Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

a) Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin. Los redespachos de energía a subir de tipo

UPOTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además, en su caso, el arranque programado y realizado por el grupo térmico o por cada turbina gas de acuerdo con los términos específicos incorporados en la oferta de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera el arranque de un grupo térmico o un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, así como el cose para cada hora cuando se requiera la programación de turbinas de gas adicionales en el caso de ciclos combinados multiteje.

b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición de demanda que incrementan su programa de energía con igual fin. Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

c) Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas. En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la solución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas La energía incumplida en el caso de que la energía medida en un periodo de programación para una unidad de venta sea inferior o superior a la programada por seguridad y para una unidad de adquisición sea superior a la programada por seguridad, será valorada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

### *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema*

1. Objeto. El objeto de este procedimiento de operación es establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica e hibridaciones de instalaciones conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema (OS), así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de

control de generación y demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación el apartado 4 del presente procedimiento.

En particular, se incluyen las siguientes pruebas realizadas por el OS:

- Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos (RCR).
- Pruebas para la participación en los servicios de balance: regulación secundaria, regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).
- Pruebas de validación de mínimo técnico.

Asimismo, se establecen en este procedimiento los términos y condiciones de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los procesos de programación gestionados por el operador del sistema durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento de las instalaciones.

2. **Ámbito de aplicación.** Este procedimiento es de aplicación a:

- a) El Operador del Sistema (OS).
- b) Las instalaciones de producción e instalaciones generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica, incluyendo hibridaciones, conectadas al sistema eléctrico peninsular español.
- c) Los centros de control de generación y demanda a través de los cuales las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento de operación intercambian información en tiempo real con el Operador del Sistema.
- d) Los gestores de la red de distribución, por las instalaciones que se conecten a su red o a su red observable, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

3. **Definiciones:**

Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos: el objeto de las pruebas de control de producción de instalaciones y agrupaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos es el de verificar el cumplimiento de los requisitos de transmisión y ejecución de consignas de potencia activa por parte de los centros de control a los que estén adscritas dichas instalaciones y agrupaciones.

Pruebas para la participación en los servicios de balance: pruebas específicas necesarias para obtener la habilitación en los servicios de regulación terciaria, activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR) y regulación secundaria, conforme a lo establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance eléctrico en el sistema peninsular español, aprobadas por la CNMC.

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento: se considera que una instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la Aprobación de puesta en servicio para pruebas (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 disponiendo la instalación de la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial de la instalación, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

Potencia máxima:

– De la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.

– De la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo): vendrá determinada por el valor de capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá tomar de la red, de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, o en su defecto en el acuerdo de conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

– Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones no hibridadas, la potencia máxima de potencia activa vendrá determinada por la suma de la potencia máxima de cada una de las instalaciones que la conforman.

Mínimo técnico: Potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de la red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

4. Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

4.1 Consideraciones generales. Estas pruebas se enmarcan en el proceso de validación del cumplimiento de instrucciones emitidas por el OS para todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos (RCR), incluyendo hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de almacenamiento, y son de aplicación a aquellas instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) Nuevas instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada superior a 5 MW con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que por primera vez se adscriban a un centro de control.

b) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW que por primera vez se adscriban a un centro de control para participar en la prestación de servicios de balance potestativos del sistema a través de una unidad física con localización eléctrica específica, de acuerdo a lo especificado en el anexo II del P.O 3.1.

c) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que cambien de centro de control al que se encuentren adscritas.

d) Instalaciones adscritas a un centro de control que modifiquen los equipos principales de sus módulos de generación mediante la sustitución o modernización de los mismos, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70 % de la potencia instalada de la instalación. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que incluyan módulos de generación cuyos equipos principales hayan sido modificados. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de las sustituciones o modernizaciones que tengan lugar a partir del 19 de enero de 2021.

e) Instalaciones adscritas a un centro de control que amplíen en más de un 20 % su capacidad máxima. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que hayan modificado su capacidad

máxima. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de la capacidad que tendrán lugar a partir del 19 de enero de 2021.

Estas instalaciones y agrupaciones deberán realizar las pruebas de control de producción mediante el seguimiento de consignas emitidas por el OS a nivel de instalación o agrupación, conforme a lo establecido en el PO 8.2.

Adicionalmente, las instalaciones RCR, incluyendo hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de almacenamiento, o agrupaciones de las mismas, de potencia instalada superior a 1 MW e inferior o igual a 5 MW podrán realizar las pruebas de control de producción de manera voluntaria, con el objetivo de habilitarse para la recepción de consignas de potencia activa a través de un centro de control de generación y demanda.

Por último, en caso de que el OS lo considere necesario, podrá requerirse la realización de las pruebas de control de producción a las hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR y convencional.

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las pruebas de control de producción se efectuarán a partir de la fecha solicitada por el centro de control de generación y demanda de la instalación o agrupación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Las instalaciones y agrupaciones que hayan superado las pruebas de control de producción previamente a la aprobación de este procedimiento de operación no tendrán obligación de realizarlas de nuevo, a excepción de cumplir alguna de las condiciones previstas en los apartados c), d) y e) anteriores.

4.2 Pruebas de control de producción de instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos. Las pruebas de control de producción consistirán en el envío de consignas por parte del OS hasta el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación solicitante, y en la comprobación por parte del OS del cumplimiento por parte de la instalación o agrupación de las consignas emitidas.

Antes de comenzar las pruebas, deberá comprobarse la integridad del enlace entre el centro de control del OS y el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación, así como la correcta transmisión de la información entre ambos centros de control.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones o agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición a), b), d) o e) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6<sup>1</sup>, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control, que deberá alcanzarse en un tiempo inferior a 15 minutos. El valor de dicha consigna será inferior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1 y se mantendrá durante al menos 15 minutos, de manera que el OS pueda comprobar la capacidad de cumplimiento y mantenimiento de consignas de la instalación o agrupación.

<sup>1</sup> Pruebas.

3. Tras esto, el OS emitirá una nueva consigna de valor inferior al anteriormente enviado, en la forma descrita en el punto 2.

4. A continuación, el OS emitirá una nueva consigna de potencia 0 con motivo 0<sup>2</sup> para la instalación o agrupación, en la forma descrita en el punto 2. El OS mantendrá el valor de dicha consigna durante al menos 5 minutos, de manera que pueda

comprobar que la instalación o agrupación no sigue la consigna, al tratarse de una consigna no válida.

---

<sup>2</sup> Ausencia de limitación.

5. Finalmente, se liberarán las consignas a capacidad máxima de potencia, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas. Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

a) La instalación o agrupación ha alcanzado los valores de consigna de potencia con motivo 6<sup>1</sup> emitidos por el OS en un tiempo inferior a 15 minutos,

---

<sup>1</sup> Pruebas.

b) La instalación o agrupación ha mantenido la limitación de consigna de potencia con motivo 6<sup>1</sup> durante el total del tiempo que dicha consigna ha estado activa,

---

<sup>1</sup> Pruebas.

c) Tras la emisión de la consigna de potencia 0 con motivo 0<sup>2</sup>, la instalación o agrupación ha cumplido con la última consigna válida emitida por el OS a través del enlace ordenador-ordenador durante el tiempo en que la consigna de potencia 0 con motivo 0<sup>2</sup> ha estado activa.

---

<sup>2</sup> Ausencia de limitación.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición c) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6<sup>1</sup>, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1.

---

<sup>1</sup> Pruebas.

3. En un tiempo inferior a quince minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

4. Sin previo aviso al centro de control y dentro de los 30 minutos siguientes, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6<sup>1</sup>, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior al primer valor de consigna enviado.

---

<sup>1</sup> Pruebas.

5. En un tiempo inferior a quince minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

6. Se liberarán las consignas a capacidad máxima de potencia, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas. Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

- a) El centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación que realiza las pruebas contacta telefónicamente con el OS en un tiempo inferior a 15 minutos desde que el OS emite de la consigna, y.
- b) el valor de consigna que dicho centro de control transmite al OS es el mismo que el enviado por el OS a través del enlace ordenador-ordenador.

4.3 Validación mensual de la adscripción a un centro de control. La superación de las pruebas de control de producción, conforme a lo indicado en el apartado 4.2, supone la adscripción a un centro de control para las instalaciones con dicha obligación conforme al Real Decreto 413/2014. El OS deberá validar mensualmente si las instalaciones obligadas a la adscripción a un centro de control han cumplido los plazos para la superación de las pruebas de control de producción según se indica a continuación:

– Para instalaciones nuevas que cumplan la condición a) del apartado 4.1 o instalaciones existentes que cumplan las condiciones d) o e) de dicho apartado, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020.

– Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que cumplan la condición a) del apartado 4.1 anterior porque comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada superior a 5 MW, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.

– Para instalaciones existentes que cumplan la condición b) del apartado 4.1 anterior, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de baja del centro de control saliente.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

La publicación de incumplimientos tendrá en consideración lo establecido en el apartado 11.3 del procedimiento de operación 9.2.

4.4 Penalizaciones. El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de adscripción a un centro de control en las condiciones indicadas en este procedimiento conllevará, a partir del tercer mes de incumplimiento, una penalización mensual fija de 60 euros, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación (o, en caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).

## 5. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

5.1 Consideraciones generales. Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidas en el apartado 5.2.2). En este sentido, toda referencia a «unidad física» en este apartado 5 deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas» que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta definidas en el apartado 5.2.2).

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de

instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.1.2, b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y la zona de regulación correspondiente, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La realización de las pruebas deberá gestionarse siempre evitando la participación en la fase de realización de pruebas en el mercado de banda de regulación secundaria, a menos que la zona de regulación disponga de un sistema secundario que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se establezcan en la normativa los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemedidas de las instalaciones de demanda y almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria un máximo de 3 veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de 3 realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas constituidas por instalaciones clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión del servicio de regulación secundaria se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dicho servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas la capacidad máxima de la unidad física, con las siguientes particularidades:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o hibridaciones que incorporen módulos de este tipo, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas. Esta potencia máxima será la potencia producible declarada al Operador del Sistema.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la potencia declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia total con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas el valor declarado al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el valor de mínimo técnico de las instalaciones que la conforman, en caso de existir dicho valor.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

5.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria. Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el OS verificará que:

- la unidad física cumple con los requisitos establecidos en la Resolución de la CNMC por la que se aprueban 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.

- en el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del PO 3.1.

- en el caso de unidades físicas que integren instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, o módulos de este tipo, en el caso de instalaciones híbridas, dichas instalaciones han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas de manera individual o conjunta, a excepción de las unidades físicas asociadas a la misma instalación híbrida, que solo podrán realizar las pruebas de manera conjunta.

Además de lo anterior y con carácter previo a la aceptación de la solicitud para la realización de pruebas, es condición necesaria que el Operador del Sistema verifique que se cumplen los siguientes requisitos:

1) Requisitos que la zona en conjunto deberá verificar:

- Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del despacho de generación tal y como se describe en el anexo I de este documento, «Documento de Requerimientos de Centros de Control».

- Cumplimiento de los requisitos relativos a las zonas de regulación, establecidos en el artículo 7 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance.

- Cumplimiento de los requisitos técnicos de control establecidos en la normativa vigente: en la actualidad, la respuesta de la zona de regulación a los requerimientos recibidos, como se indica en el Procedimiento de Operación 7.2, por el que se reglamenta el servicio complementario de regulación secundaria, debe ajustarse a la de un sistema lineal de constante de tiempo 100s, sin retardos, que se toma como patrón.

2) Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones RCR, todas las instalaciones están adscritas al mismo centro de control de generación y demanda.

- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.

3) Se deberá acreditar la recepción en los centros de control del OS de las telemedidas en tiempo real de la potencia neta de las unidades físicas que se incluyen en la zona, mediante los enlaces entre el OS y el despacho de generación y demanda de la zona de regulación. La captación de señales de las unidades físicas y su envío al centro de control de generación y demanda de la zona de regulación se hará por medios propios.

4) En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación, el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá adjuntar a la solicitud la conformidad expresa del titular de la zona de regulación para la inclusión de dicha unidad física en la zona de regulación.

5.3 Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. La prueba tiene por objeto comprobar que una zona de regulación es capaz de intercambiar las señales requeridas tanto con el sistema maestro de la regulación como con el de respaldo, así como responder a sus requerimientos de regulación, incluyendo bajo control de su AGC a las unidades físicas cuya habilitación se solicita.

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada. Para el análisis de la prueba se registrarán, los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

- PGCi: potencia de generación o consumo en control de la zona.
- PGCSUPi y PGCINFi: límites reales superior e inferior respectivamente de potencia de las unidades bajo control del AGC. Se entiende por límites reales la suma de los que determinan la banda disponible de regulación de las unidades físicas en control tal y como se especifican en cada momento en el AGC de la zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, limitaciones etc.
- ACEi: error de control de área.
- CRRi: requerimiento de la regulación secundaria.
- NIDi: desvío neto de generación o consumo de la zona.
- NSIi: programa de generación o consumo de la zona.
- Estado de regulación de la zona (ON/OFF).
- Estado de control de la zona.
- Generación o consumo individual de las unidades físicas en control.
- Instantes de entrada y salida de unidades físicas en control.
- Desvío de frecuencia respecto a 50Hz.
- Cualquier otra señal que se considere conveniente.

En los casos en que el Operador del Sistema considere oportuno y, para evitar que otras señales distorsionen la señal del requerimiento de regulación (CRR<sub>i</sub>), en el AGC de la zona se tomarán las siguientes medidas:

- Hacer nulo el factor de participación de la zona en pruebas en la corrección del desvío de frecuencia (Bi).
- Hacer nulo en el error de control de área de la zona en pruebas (ACEi) el término correspondiente al desvío interno de la zona.

La expresión general del error de control de área de la zona durante la prueba pasará a ser:  $ACE_i = CRR_i$

De esta forma, la señal de control recibida por las unidades en control será emitida totalmente por la RCP permitiendo, en el caso particular de prueba de habilitación de

unidades para funcionamiento bajo control del AGC, generar tanto requerimiento nulo para estabilizar dichas unidades como un requerimiento predeterminado, por ejemplo, de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

La prueba de regulación secundaria se desarrollará de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se comprobará el correcto intercambio de todas las señales de regulación entre el AGC de la zona y tanto el sistema principal como el de respaldo de la regulación (RCP).

2. Una vez finalizada la comprobación, la zona en pruebas pasará a responder a las señales de control enviadas desde el sistema de respaldo. De esta forma, en el sistema principal seguirá funcionando la regulación secundaria sin la participación de las unidades en pruebas.

3. A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas en control de la zona tanto a subir como a bajar potencia ante un requerimiento. Para ello, se enviará a la zona un CRR (se determinará en función de las unidades bajo control del AGC y será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación) y se registrará su respuesta hasta que la potencia en control alcance su límite en el sentido del requerimiento.

4. Si en algún caso se estima necesario, se estabilizará la potencia en control en la zona mediante el envío de un CRR nulo.

Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del Operador del Sistema como en el AGC de la zona se restablecerá el estado de señales previo a la misma.

Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades bajo control del AGC y el OS redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba.

En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

– Límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera conjunta, son capaces de responder al requerimiento enviado.

– Banda de regulación habilitada, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100s). Se obtendrá considerando la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para recorrer el 95 % de la banda de regulación en un tiempo inferior a tres constantes de tiempo (300s).

– Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo transcurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.

5.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas. Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en este servicio, deberá ser comunicada al OS, a la mayor brevedad posible, por el centro de control al que esté asociada la zona de regulación.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria deberán repetir las pruebas para la participación en dicho servicio en los siguientes casos:

– Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación secundaria. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario. En el caso de hibridaciones, el OS valorará la significatividad del cambio para determinar la necesidad de repetir pruebas.

– Por variaciones de la potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas de la misma y ampliaciones de potencia resultantes de la hibridación de instalaciones que formen parte de unidades físicas ya habilitadas si:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq 0,1 \text{ o } P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

$P_{np}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

$P_{UP}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación secundaria, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman. Se cumple que:  $P_{UP} = P_{np} + P_P$ .

$P_P$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que han superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que superaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que lo componen no han superado las pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

En el caso de unidades físicas que hayan superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el cambio de comercializadora no afectará a la valoración de dicha unidad física como apta para la prestación del servicio. En cualquier caso, será requerida la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de pruebas, o si de alguna forma se ven afectados los parámetros previamente habilitados para la unidad.

De ser necesaria la realización de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, ésta se llevará a cabo hasta cumplir  $P_{np} = 0$  MW, de manera que no exista en la unidad de programación ninguna unidad física que no haya superado las pruebas.

El sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada mediante pruebas o de forma conjunta a toda la unidad de programación.

6. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR.

6.1 Consideraciones generales. Podrá solicitar la realización de estas pruebas una unidad física de generación, una unidad física de demanda, una unidad física de almacenamiento o un conjunto de unidades que corresponda a uno de los tipos anteriores que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidos en el apartado 6.2. Conforme a lo anterior, toda referencia a «unidad física» deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas» que cumpla las condiciones de realización de pruebas de manera conjunta, definidas en el apartado 6.2.

Se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.1.2, b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

Las pruebas para la participación de las instalaciones en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR se realizarán conjuntamente, determinándose para cada unidad física el valor máximo de provisión de cada servicio en cada sentido (a subir y a bajar), teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas o tomas de energía de la unidad física registrada durante las pruebas. Las potencias habilitadas a subir y a bajar de la unidad física podrán ser diferentes.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro a control a través del cual la unidad física intercambie la información en tiempo real con el OS, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

La ejecución de las pruebas deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

El OS utilizará las telemidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos. Hasta que se establezcan en la normativa los requisitos de intercambio de información de las instalaciones de almacenamiento con el OS, el OS podrá realizar las verificaciones que estime conveniente y estén a su alcance para asegurar que las telemidas de las instalaciones de almacenamiento corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance un máximo de 3 veces por año. A efectos de lo anterior, si la realización de las pruebas resulta errónea y el OS solicita la repetición de las mismas, dicha repetición no será contabilizada hasta alcanzar un máximo de 3 realizaciones erróneas en la misma prueba. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el operador del sistema podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas constituidas por instalaciones clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de reservas de sustitución se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dichos servicios.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas la capacidad máxima de la unidad física, con las siguientes particularidades:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o a hibridaciones que incorporen módulos de este tipo, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia máxima será la potencia máxima producible declarada al OS.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la potencia declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia total con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

En todo caso, la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas no podrá ser superior a la suma de las capacidades máximas de las instalaciones que formen parte de dicha unidad física.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas el valor declarado al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el valor de mínimo técnico de las instalaciones que la conforman, en caso de existir dicho valor.

Cuando las pruebas las realice un conjunto de unidades físicas, se entenderá como potencia máxima la suma de las potencias máximas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto. Del mismo modo, se entenderá como potencia mínima la suma de las potencias mínimas de cada una de las unidades físicas que conforman el conjunto.

6.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR). Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, el OS verificará que:

– La unidad física cumple con los requisitos establecidos en la Resolución de la CNMC, por la que se aprueban 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.

– En el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del PO 3.1.

– En el caso de unidades físicas que integren instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, o módulos de este tipo, en el caso de hibridaciones, dichas

instalaciones o conjuntos de módulos han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas de manera individual o conjunta, A excepción de las unidades físicas asociadas a la misma hibridación, que solo podrán realizar las pruebas de manera conjunta.

Las unidades físicas que soliciten realizar las pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones RCR, todas las instalaciones están adscritas al mismo centro de control de generación y demanda.
- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la capacidad máxima de potencia activa del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.

6.3 Pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución. El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá declarar un perfil de generación o demanda, según corresponda, tal y como se define a continuación:

- Unidades físicas de generación y unidades físicas de almacenamiento incluidas en una unidad de programación de generación: el perfil generador de estas unidades físicas será como el que se refleja en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la misma, definidos en el apartado 6.1.
- Unidades físicas de demanda y unidades físicas de almacenamiento pertenecientes a una unidad de programación de demanda: el perfil de demanda de estas unidades físicas será como el reflejado en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la unidad física, todos ellos en valor absoluto, definidos en el apartado 6.1.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia la información en tiempo real con el OS deberá comunicar con suficiente antelación al OS los períodos de programación en los que la unidad física ha establecido un programa de entrega o toma de energía, según corresponda, específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y el tipo y opción de perfil elegido.

Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1 de la figura:

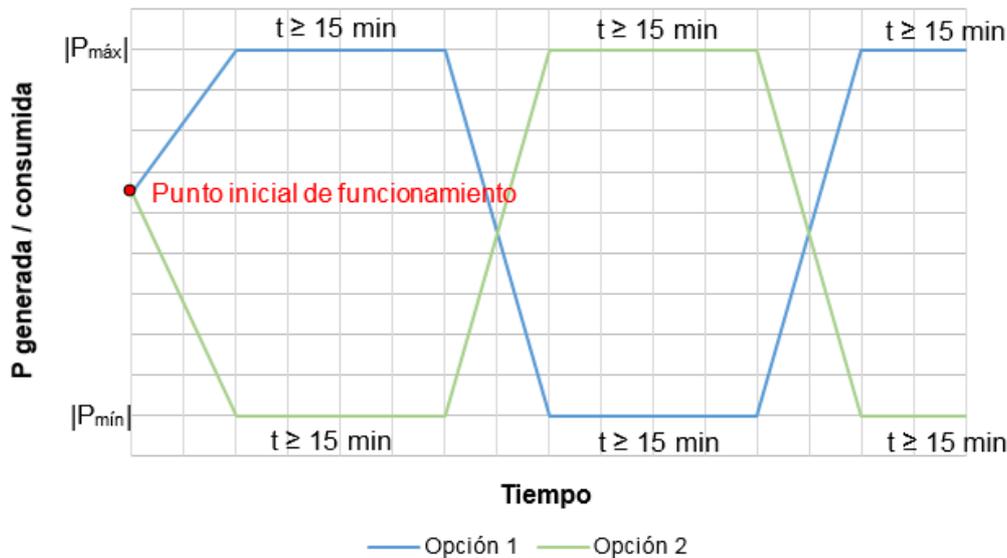
1. Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima de la unidad física e igual o superior a su potencia mínima, la unidad física incrementará su generación o consumo lo más rápido posible hasta alcanzar el valor de potencia máxima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos a potencia máxima.

En el caso de unidades físicas de instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la potencia máxima deberá ser coherente con la telemida enviada para la correspondiente de unidad física, y no deberá ser en ningún caso inferior al 25 % de la capacidad máxima de potencia de la unidad física que haya solicitado la realización de las pruebas.

2. A continuación, se realizará una bajada de carga en la que la unidad física reducirá su generación o consumo lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor de

potencia mínima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse en este punto durante al menos 15 minutos.

3. Posteriormente, se realizará una subida de generación o consumo hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, punto en el que la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se dará por finalizada la prueba.



El proceso de prueba de rampas de respuesta correspondiente al perfil de la opción 2 mostrada en la figura será semejante al descrito para la opción 1, modificando el orden de programación de la subida y bajada de potencia. En caso de que la unidad física elija un perfil de opción 2 para la realización de la prueba de rampas, ésta comenzará con la programación de bajada hasta potencia mínima, continuando con la programación de subida hasta potencia máxima. El proceso finalizará al alcanzar de nuevo el valor de potencia mínima desde potencia máxima.

Las unidades físicas que deseen registrar un valor nulo de potencia a subir o a bajar deberán comunicárselo al OS antes del inicio de las pruebas.

Con los resultados de estas pruebas y mediante las telemedidas enviadas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia información en tiempo real con el OS, se determinarán los valores de rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su potencia mínima y su potencia máxima, definidas en el apartado 6.1.

Los valores obtenidos, en base a las pruebas realizadas, se incorporarán a la base de datos del OS, y serán:

- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de regulación terciaria. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 15 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

- Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de provisión de reservas de sustitución. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor de variación de

potencia en 30 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

La unidad física que haya realizado las pruebas podrá solicitar repetir las para incrementar los valores de potencia registrados durante la realización de las mismas. En dicho caso, los valores obtenidos tras la realización de la última prueba serán los considerados y registrados por el OS en su base de datos, independientemente del resultado de las anteriores.

6.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas. Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en estos servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física afectada intercambia la información en tiempo real con el OS.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de RR deberán repetir las pruebas para la participación en dichos servicios en los siguientes casos:

– Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta de rampa incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación terciaria o del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas si se considera necesario. En el caso de hibridaciones, el OS valorará la significatividad del cambio para determinar la necesidad de repetir pruebas.

– Por variaciones de potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas en la misma y ampliaciones de potencia resultantes de la hibridación en unidades físicas ya habilitadas, cuando cumplan:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq x \text{ o } P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

$P_{np}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación que no ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, con carácter acumulativo.

$P_{UP}$ : Potencia activa total habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, correspondiente a todas las unidades físicas habilitadas que la conforman, hayan superado o no las pruebas. Se cumple que:  $P_{UP} = P_{np} + P_p$ .

$P_p$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

El valor de  $x$ :

$$x = \frac{P_x}{P_p}$$

Donde  $P_x$  se calcula de la siguiente forma:

$$P_x = \sum_{i=1}^4 P_{xi}$$

- Para los primeros 10 MW de  $P_{UP}$ ,  $P_{x1} = P_p \cdot 0,5$
- Para los siguientes 10 MW de  $P_{UP}$  (hasta 20 MW),  $P_{x2} = (P_p - 10) \cdot 0,3$
- Para los siguientes 10 MW de  $P_{UP}$  (hasta 30 MW),  $P_{x3} = (P_p - 20) \cdot 0,2$
- Para el resto de la potencia de  $P_{UP}$ ,  $P_{x4} = (P_p - 30) \cdot 0,05$

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

Los ratios anteriores se aplicarán de manera independiente a la potencia habilitada a subir y la potencia habilitada a bajar de la unidad física y de la unidad de programación.

En el caso de unidades físicas que engloben una única instalación, los cambios de comercializadora y/o de centro de control no afectarán a la valoración de dicha unidad física como apta para prestar los servicios de regulación terciaria y provisión de RR. En el caso de unidades físicas formadas por un conjunto de instalaciones, los cambios de comercializadora y/o de centro de control solo requerirán la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades físicas afectadas y el cálculo del ratio derivado de dicha modificación hace necesaria la repetición de pruebas.

De ser necesaria la repetición de pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, ésta se llevará a cabo hasta cumplir  $P_{rp} = 0$  MW, de manera que toda la potencia de la unidad de programación haya superado las pruebas.

La repetición de las pruebas se realizará respetando los requisitos recogidos en el apartado 6.2.

7. Pruebas para la validación de mínimo técnico. Las pruebas descritas en el presente apartado serán de aplicación a las instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones, e instalaciones de almacenamiento que participen en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución y/o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, que requieran modificar su valor de mínimo técnico.

7.1 Consideraciones generales. En caso de que una instalación de producción a la que aplique el presente apartado requiera modificar su valor de mínimo técnico y dicho valor sea inferior al previamente habilitado, la instalación afectada deberá realizar las pruebas para la validación de mínimo técnico descritas en el presente procedimiento. En caso contrario, si el nuevo valor de mínimo técnico fuera superior al ya habilitado, la validación del OS no requerirá que la instalación afectada supere las pruebas para la validación de mínimo técnico, siempre y cuando esta modificación no tenga su origen en modificaciones de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos.

Si el titular o representante de una instalación de producción detectara la imposibilidad o dificultad de ésta para cumplir con su valor de mínimo técnico habilitado, deberá comunicárselo al centro de control de generación y demanda para que solicite al OS el cambio de valor de mínimo técnico de la instalación afectada a la mayor brevedad posible. Asimismo, si el OS detectara la imposibilidad o dificultad de la instalación para cumplir con el valor de mínimo técnico habilitado, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda, que deberá estudiar las causas y solicitar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación afectada. En ambos casos, la necesidad de realizar las pruebas para la validación del nuevo valor de mínimo técnico quedará sujeta a las consideraciones del primer párrafo.

Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser gestionadas por el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS, conforme a lo indicado en el anexo II del presente procedimiento de operación.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control de generación y demanda, y tanto su inicio como desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La validación de un nuevo valor de mínimo técnico no podrá llevarse a cabo mediante la realización de pruebas diferentes a las aquí descritas, tales como las pruebas para la participación en los servicios de balance. Se trata de pruebas independientes cuya realización deberá acordarse en fechas diferentes con el OS.

Las pruebas de validación de mínimo técnico no podrán realizarse de manera conjunta con otras instalaciones.

7.2 Requisitos previos a la realización de pruebas. Con carácter previo a la realización de las pruebas para la validación del mínimo técnico, el OS verificará que:

– La instalación envía su información en tiempo real al OS a través de un centro de control de generación y demanda.

– La instalación ha remitido la siguiente información estructural al OS a través del centro de control de generación y demanda que tramita la solicitud de pruebas:

- Nombre de la instalación.
- Código de Registro (MINETUR).
- Centro de control de generación y demanda.
- Potencia instalada (MW).
- Mínimo técnico actual habilitado (MW).
- Nuevo mínimo técnico solicitado (MW).
- Tecnología (hidráulica, térmica...).
- Nudo de conexión a la red de transporte.
- Tensión de conexión (kV).
- Código UF.
- Código UP.

Si los requisitos anteriores se cumplen, el centro de control de generación y demanda y el OS acordarán la fecha de realización de pruebas, cuyo protocolo se describe en el siguiente apartado.

7.3 Protocolo de pruebas de validación de mínimo técnico. Las pruebas de validación de mínimo técnico podrán realizarse conforme a una de las dos opciones de perfil de respuesta que se describen a continuación. La elección de una opción u otra queda a potestad de la instalación que realiza las pruebas.

– Opción 1.

1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial<sup>3</sup>, la instalación deberá incrementar o reducir su producción hasta alcanzar un valor de potencia superior o igual al valor de mínimo técnico habilitado en el momento de solicitar la realización de pruebas (mínimo técnico antiguo). Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

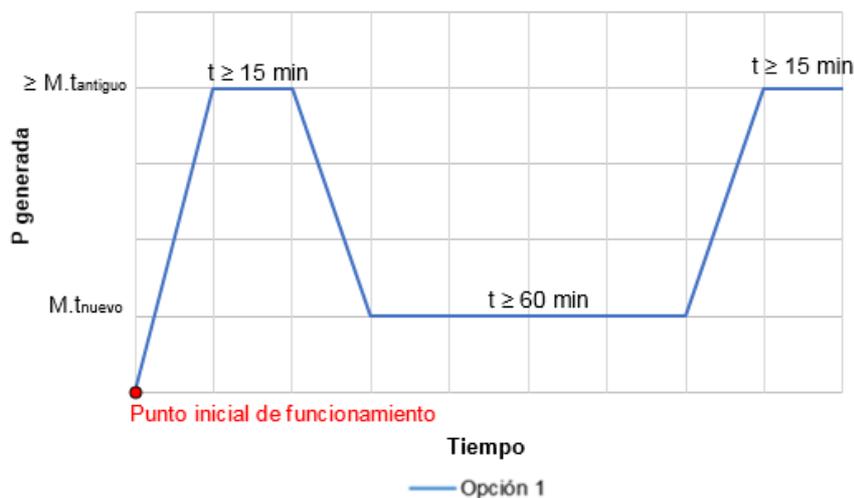
<sup>3</sup> El punto de funcionamiento inicial podrá tomar cualquier valor de potencia que requiera la realización de una rampa de subida o bajada de carga en el paso 1.

2. Posteriormente, la instalación reducirá su producción en el menor tiempo posible<sup>4</sup> hasta el valor del nuevo mínimo técnico. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

<sup>4</sup> Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una rampa de subida hasta el valor de potencia alcanzado previamente, conforme a lo indicado en el punto 1, en el menor tiempo posible<sup>4</sup>. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.

<sup>4</sup> Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.



– Opción 2.

1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial<sup>3</sup>, la instalación deberá aumentar o reducir su producción hasta alcanzar el valor del nuevo mínimo técnico que desea

habilitar. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

<sup>3</sup> El punto de funcionamiento inicial podrá tomar cualquier valor de potencia que requiera la realización de una rampa de subida o bajada de carga en el paso 1.

2. Posteriormente, la instalación incrementará su producción en el menor tiempo posible<sup>4</sup> hasta alcanzar un valor de potencia igual o superior al valor del mínimo técnico antiguo. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

<sup>4</sup> Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una nueva rampa de bajada hasta el valor de nuevo mínimo técnico en el menor tiempo posible<sup>4</sup>. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.

<sup>4</sup> Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.



El perfil del programa de producción elegido deberá gestionarse en los correspondientes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, por parte del sujeto titular de la instalación, o por el correspondiente representante, sin intervención alguna del Operador del Sistema, en caso necesario deberá comunicarse al OS los correspondientes desgloses de programa en unidades físicas.

En caso de que la realización de las pruebas de validación de mínimo técnico fuera necesaria debido al incremento del valor de potencia de mínimo técnico por modificación de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos, los perfiles de respuesta asociados a cada una de las opciones serán igual al de los previamente descritos, considerando que el valor del mínimo técnico antiguo será inferior al valor del mínimo técnico nuevo.

El OS utilizará las teledadidas en tiempo real de la instalación para verificar la correcta realización de la prueba y validar los valores obtenidos. En caso de que la instalación haya superado de manera correcta la prueba de validación de mínimo técnico, se habilitará como nuevo valor de mínimo técnico el valor medio de la potencia neta suministrada durante la hora en la que la planta debe mantenerse a potencia mínima. El OS comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS el valor de mínimo técnico validado. A partir de dicho momento, la instalación solicitante podrá gestionar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación a través de la pestaña «Gestionar datos estructurales» de la Web de Sujetos de eSIOS.

En caso de que la instalación no supere la prueba de validación del nuevo mínimo técnico, deberá repetirla para hacer efectivo el cambio. Para ello, en un plazo de dos semanas desde que el OS comunique al centro de control de generación y demanda el resultado de la prueba anterior, dicho centro de control deberá realizar una nueva solicitud de realización de pruebas y acordar una nueva fecha con el OS con dicho fin. En dicho caso, la opción elegida por la instalación como perfil de respuesta deberá ser la misma que la elegida en la prueba que resultó errónea.

8. Funcionamiento de las instalaciones durante la fase de pruebas preoperacionales.

8.1 Requisitos previos. Las pruebas preoperacionales de funcionamiento de instalaciones que lleven asociada la conexión de instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones, o instalaciones de almacenamiento a la red de transporte, o bien a la red de distribución, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente aprobadas por el OS mediante la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp), conforme al Real Decreto 647/2020.

8.2 Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

8.2.1 Comunicación al OS del plan de pruebas previsto por el grupo. Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS si la instalación está conectada a la red de transporte o si su potencia instalada es superior a 50 MW y está conectada a la red de distribución, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), el programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- Previsión de producción para cada horizonte de programación.
- Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo de programación.
- Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba.
- Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten a la previsión de producción y al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

En particular, y con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales intercambie la información en tiempo real con el OS deberá facilitar al OS la información actualizada de las previsiones de entrega de energía a la red para el día D antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF.

Esta información deberá ser remitida conforme a los medios establecidos en el anexo II de este procedimiento de operación.

8.2.2 Comunicación de desvíos e indisponibilidades. En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el centro de control de generación y demanda a través del cual a la instalación intercambie la información en tiempo real con el OS deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el participante del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas u otras pruebas para determinar su potencia bruta y su potencia neta en caso de que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación.

8.2.3 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema.

8.2.3.1 Proceso de solución de restricciones técnicas. Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas.

La participación en este proceso para las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento seguirá los siguientes criterios:

– Participación en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de

restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

– Participación en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

– Solución de restricciones técnicas en tiempo real: En caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

8.2.3.2 Participación en los servicios de balance y/o en el servicio de control de tensión. Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán participar en los servicios de balance y en el servicio de control de tensión, así como integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, a no ser que, por razones de seguridad del sistema, el OS determine lo contrario.

## ANEXO I

### Documento de requerimientos de centros de control

1. Requerimientos centro de control. En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico

de un sujeto del sistema debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9 y así, establecerse como zona de regulación de la Regulación Compartida Peninsular.

Estos requerimientos, de acuerdo con su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

- O De cumplimiento Obligatorio.
- R De cumplimiento Recomendado.
- I Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

2. Requisitos técnicos del sistema de control del sujeto del sistema.

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida:

Si  No

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Si  No

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Si  No

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %:

Si  No

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Si  No

R.3.b Redundancia a través de vías independientes.

Si  No

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes.

Si  No

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5 %:

Si  No

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Si  No

O.4.b Redundancia a través de vías independientes.

Si  No

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes.

Si  No

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE.

Si  No

R3.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5 %:

Si  No

3. Requisitos funcionales del sistema de control del sujeto del sistema.

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Si  No

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemidas (recomendado 0,5):

Si  No

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Si  No

O.6.b Bloque 1 y 2 disponibles:

Si  No

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Si  No

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Si  No

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Si  No

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Si  No

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en este anexo 1:

Si  No

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del regulador Maestro de REE de acuerdo con el algoritmo recogido en la Descripción Técnica de la RCP:

Si  No

4. Requisitos operacionales del despacho.

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Si  No

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema.

Si  No

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Si  No

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

## ANEXO II

### Solicitud de realización de pruebas al OS

Todas las solicitudes de realización de pruebas a las que hace referencia este procedimiento de operación deberán ser remitidas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual intercambie información en tiempo real con el OS la instalación, agrupación o unidad física solicitante, o, en el caso de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, por el participante de mercado asociado a la instalación por los medios que el OS indique a través de su página Web.

1. Pruebas de control de producción. El OS dispondrá de un plazo máximo de tres días desde la recepción de la solicitud para llevar a cabo la realización de estas pruebas, siempre y cuando haya recurso disponible, y comunicará el resultado de las mismas al centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación en un plazo máximo de 3 días laborables desde su finalización. En caso de que la instalación o agrupación no haya superado las pruebas, podrá repetir las, debiendo realizar con dicho fin una nueva solicitud al centro de control de generación y demanda al OS.

2. Pruebas para la participación en los servicios de balance. Con la solicitud de realización de las pruebas para la participación en los servicios de balance se deberá incluir la información requerida de acuerdo a la normativa de aplicación.

A partir de la recepción de la solicitud, el OS realizará una evaluación inicial sobre el cumplimiento de los requisitos previos necesarios para la realización de las pruebas, y comunicará el estado de la solicitud al solicitante en un plazo no superior a cinco días hábiles.

Asimismo, el OS dispondrá de un plazo de ocho semanas a partir de la recepción de la solicitud para confirmar si está completa. En caso de considerarse incompleta, el OS solicitará la información adicional requerida al centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física solicitante intercambie la información en tiempo real con el OS, que deberá ser aportada en un plazo no superior a cuatro semanas desde la recepción de dicha solicitud. Si no se facilita la información adicional dentro del plazo definido, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

Una vez el OS expresa su conformidad a la realización de las pruebas, éstas se llevarán a cabo en un plazo máximo de tres meses desde esta comunicación y, en todo caso, deberán comenzar con al menos 15 días de antelación respecto a la finalización del plazo máximo de realización de las mismas.

En el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones conectadas a la red de distribución, el gestor de dicha red podrá expresar su conformidad o disconformidad a la realización de las pruebas para la habilitación en los servicios de balance en la fecha y hora comunicadas por la instalación o instalaciones al OS, en base al cumplimiento de los criterios de seguridad en su red. Para ello, el OS comunicará lo antes posible al GRD la fecha y hora en la que está previsto que se realicen las pruebas. El GRD deberá expresar su valoración con al menos 18 horas de antelación a la fecha de realización de las pruebas y dentro del horario laboral comprendido entre las 08:00 h del lunes y las 14:00 h del viernes. En caso de no conformidad, el OS informará a la instalación o instalaciones solicitantes con el fin de acordar una nueva fecha de realización de pruebas, que de nuevo requerirá la aprobación del GRD. En caso de que el GRD no comunique al OS su valoración en el plazo máximo admitido, se considerará que ha expresado su conformidad a la realización de las pruebas en la fecha y hora previstas.

Si por condiciones de explotación de la red de distribución, el gestor de la red de distribución a cuya red se conecta la unidad física detecta la existencia de otro gestor de la red de distribución intermedio, deberá notificar y coordinar con este último la valoración de la solicitud.

3. Pruebas para la validación de mínimo técnico. Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser remitidas al buzón [habilitación\\_serviciosdeajuste@ree.es](mailto:habilitación_serviciosdeajuste@ree.es). En dicha solicitud, deberá proporcionarse la información estructural especificada en el apartado 7.2 del presente procedimiento de operación. Una vez el OS haya comprobado que la solicitud está completa, para lo que dispondrá de un plazo máximo de 5 días, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS.

El centro de control de generación y demanda asociado a la instalación deberá remitir con la suficiente antelación un correo electrónico a la dirección [JEFETURNO@ree.es](mailto:JEFETURNO@ree.es), con copia a [habilitación\\_serviciosdeajuste@ree.es](mailto:habilitación_serviciosdeajuste@ree.es), indicando los períodos de programación en los que la instalación ha establecido un programa específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y la opción de perfil de prueba elegida.

El Jefe de Turno de CECOEL analizará la viabilidad de la prueba en la fecha y horas solicitadas a la vista de la situación prevista en la red, y responderá lo antes posible a la solicitud, indicando si la fecha propuesta es factible o no. En caso de no serlo, el centro de control de generación y demanda deberá proponer una nueva fecha y horas para realizar las pruebas, que serán de nuevo analizadas por el Jefe de Turno de CECOEL.

4. Pruebas preoperacionales de funcionamiento. Una vez la instalación ha obtenido la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento, según Real Decreto 647/2020, se considera que cumple todos los requisitos previos necesarios para realizar las pruebas.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento intercambie información en tiempo real con el OS deberá comunicar y actualizar al OS la previsión de producción y el plan de pruebas con al menos 12 horas de antelación en caso de que la instalación esté conectada a la red de transporte o en caso de que la potencia instalada sea superior a 50 MW si está conectada a la red de distribución. El OS valorará las condiciones de operación en el horizonte propuesto y en caso de que el plan previsto no fuese factible, el centro de control de generación y demanda deberá comunicar y actualizar una nueva previsión de producción y un nuevo plan de pruebas. En todo caso, las pruebas podrán ser suspendidas si se presentasen condiciones de operación imprevistas e inevitables antes o durante la realización de las mismas que fueran incompatibles con su desarrollo.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor que gestiona la red a la que se conecta la instalación de la obtención de la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento de dicha instalación.

## *P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia*

1. **Objet.** El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales y especificaciones del sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción, instalaciones de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular a través de los enlaces establecidos entre el centro de control del Operador del Sistema y los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales estas instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS.

2. **Ámbito de aplicació.** Este procedimiento de operación es de aplicación a:

- El Operador del Sistema (OS).
- Los gestores de la red de distribución (GRD), por aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, sujeto a la aprobación de la red observable del GRD que se determinará según lo establecido en la normativa para la implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Las instalaciones de producción, instalaciones de bombeo, instalaciones de almacenamiento, incluyendo las instalaciones híbridas, e instalaciones de demanda (de aquí en adelante «instalaciones») conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular que formen parte de una unidad física con localización eléctrica específica, conforme a los criterios de organización de las unidades físicas establecidos en el anexo II del P.O. 3.1, y que participen de manera voluntaria en el sistema de reducción automática de potencia recogido en el presente procedimiento, incluso si ya dispusieran de un sistema de teledisparo operativo.
- Los centros de control de generación y demanda habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS por medio de los cuales las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento intercambian información en tiempo real con el OS.

3. **Definiciones.** Señales de rol: Señales emitidas por el OS por las que se establece qué Centro de Control del OS emitirá las señales relacionadas con el sistema de reducción automática de potencia que deberá seguir la instalación participante en el mismo.

**Bastidor de la instalación:** Equipo de control existente en la instalación, más próximo al elemento ejecutor, en el que se reciben, emiten y registran las órdenes de reducción de potencia.

4. **Responsabilidades.** Los titulares o representantes de las instalaciones que participen en el sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones establecidos entre el centro de control del OS y los centros de control de generación y demanda o los centros de control de los GRD, en aquellos casos en los que la instalación intercambie información en tiempo real con el OS a través de los mismos, serán los responsables de proveer los sistemas y mecanismos necesarios para su participación en este sistema, así como de hacerse cargo de los costes asociados al mismo.

Los titulares o representantes de las instalaciones que requieran participar en el sistema de reducción automática de potencia de manera voluntaria deberán ponerse en contacto con el OS a través del centro de control de generación y demanda por medio del cual remiten sus teledidas al OS, quien, en representación de la instalación, comunicará su interés en participar. Tras esto, el proceso de habilitación deberá continuar conforme a lo indicado en el anexo I del presente procedimiento. Del mismo modo, los titulares o representantes de las instalaciones participantes en el sistema de reducción automática de potencia podrán optar, bajo su criterio, por el cese de dicha participación, debiendo solicitar para ello la deshabilitación voluntaria al OS a través del centro de control de generación y demanda, que deberá seguir el proceso indicado por el OS en su página Web. Una vez recibida la solicitud de deshabilitación voluntaria, el OS dispondrá de 2 semanas para realizar la deshabilitación de la instalación a todos los

efectos. Una vez lo realice, comunicará la fecha de efecto del cese al centro de control de generación y demanda de la instalación.

En el caso de unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por un conjunto de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, la habilitación deberá obtenerse para el conjunto de las instalaciones que constituyan la UF, debiendo superar la prueba de habilitación de forma conjunta y participando como una única instalación.

El OS informará al GRD cuando una instalación, o un conjunto de las mismas, conectada a la red bajo su gestión o a su red observable sea habilitada o deshabilitada para participar en el sistema de reducción automática de potencia o cuando predisponga a la instalación o instalaciones en reducción automática de potencia.

5. Sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones con el OS. Las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento deberán superar las pruebas para la participación en el sistema de reducción automática de potencia, recogidas en el anexo I, para obtener la habilitación.

5.1 Descripción del funcionamiento del sistema de reducción automática de potencia. El funcionamiento del sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones establecidos entre los centros del control del OS y los centros de control de generación y demanda será el siguiente:

1) El OS recibirá en tiempo real la información relativa al estado de los elementos de la red de transporte y las medidas de potencia activa de las instalaciones, conforme a lo establecido en la normativa de aplicación.

2) El OS vigilará el cumplimiento de los criterios de seguridad en la red de transporte, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 1.1. En caso de detectar algún incumplimiento de los criterios de seguridad post-contingencia de un elemento de la red de transporte, el OS procederá a predisponer en tiempo real la reducción automática de potencia de las instalaciones que contribuyan a la congestión en la red de transporte ante dicha contingencia y que participen en el sistema.

3) En caso de que un GRD detectara en la red de distribución bajo su gestión algún incumplimiento de los criterios de seguridad post-contingencia de un elemento de la red de transporte, podrá solicitar al OS en tiempo real la predisposición de la reducción automática de potencia de las instalaciones que contribuyan a dicha congestión y que estén habilitadas en el sistema, así como el tiempo de respuesta requerido, conforme a lo recogido en el apartado 5.2 y siempre que dicha instalación esté conectada a su red o a su red observable.

4) La señal de predisposición de la reducción automática de potencia de la instalación o conjunto de instalaciones será enviada por el OS a través de los enlaces de comunicaciones establecidos con el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación o instalaciones. La reducción automática de potencia se predispondrá respetando el orden de prioridad establecido en el procedimiento de operación para la solución de las restricciones técnicas. En el caso de instalaciones con igual orden de prioridad o en caso de no existir dicho orden, se establecerá un sistema de turnos rotatorios que trate de distribuir uniformemente el tiempo de predisposición anual entre las instalaciones participantes.

5) En caso de producirse la contingencia para la que el OS había predispuesto la reducción automática de potencia de una o varias instalaciones, se actuará de la siguiente manera:

i. El sistema de control del OS emitirá la señal de activación de la reducción automática de potencia a las instalaciones para las que se había predispuesto esta acción a través de los enlaces de comunicaciones establecidos con los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales las instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS. El tipo de señal de activación emitido dependerá del tiempo de respuesta necesario conforme a lo recogido en el apartado 5.2.

ii. Los centros de control de generación y demanda transmitirán las señales de activación de reducción automática de potencia a las instalaciones correspondientes.

iii. Una vez recibida la instrucción, las instalaciones predispuestas para la activación de la reducción automática de potencia reducirán su producción o consumo a cero, es decir, no podrán consumir ni verter potencia a la red, según corresponda, respetando el tiempo de respuesta comunicado. Una vez alcanzado dicho valor, no deberán incrementar su producción o consumo de nuevo hasta que el OS haya desactivado manualmente la orden.

La instalación deberá atender la señal de activación de la reducción automática de potencia con prioridad sobre el resto de consignas que reciba del OS.

El OS podrá definir un valor de potencia diferente de cero o establecer escalones de reducción en aquellos casos en los que, por razones técnicas, la reducción total de la producción de la instalación pueda afectar a la seguridad del sistema.

5.2 Tiempos de respuesta de las instalaciones. Los tiempos de respuesta que las instalaciones deberán cumplir desde la activación de la señal de reducción automática de potencia dependerán del elemento de red implicado en la sobrecarga post-contingencia y del nivel de sobrecarga del mismo, y serán:

– Respuesta rápida: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 5 segundos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

– Respuesta media: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 40 segundos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

– Respuesta lenta: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 15 minutos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

6. Incumplimientos asociados a la participación en el sistema de reducción automática de potencia. A efectos de este procedimiento de operación, se considerará que una instalación participante en el sistema de reducción automática de potencia ha incurrido en un incumplimiento cuando:

a) Vulnera una orden de activación del sistema de reducción automática de potencia tras la emisión de la correspondiente señal por parte del OS, o.

b) Tras la recepción de la señal de activación del sistema, reduce su potencia hasta el valor requerido en un tiempo superior al tiempo de respuesta asociado a la señal de activación.

Aquellas instalaciones que incurran en un incumplimiento serán deshabilitadas del sistema de reducción automática de potencia durante un periodo de 3 meses desde que el OS hace efectiva dicha comunicación al centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS. Transcurrido este tiempo, la instalación podrá habilitarse de nuevo en el sistema, para lo que deberá repetir las pruebas recogidas en el anexo I del presente procedimiento, debiendo superar en este caso una prueba adicional consistente en la reducción real de su potencia con una orden de respuesta rápida.

En el caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que constituyan una unidad física con localización eléctrica específica de manera conjunta con otras instalaciones de este tipo, el incumplimiento de una de ellas y, por tanto, su correspondiente deshabilitación, aplicará también sobre el resto de instalaciones de la UF.

Asimismo, para el buen funcionamiento del sistema de reducción automática de potencia, es preciso que las instalaciones habilitadas en el mismo cumplan en todo momento con los requisitos para la participación recogidos en este procedimiento y en la documentación técnica correspondiente. En caso de que una instalación habilitada en el sistema de reducción automática de potencia incumpla alguna de las condiciones para participar en el mismo durante más del 5% del tiempo de un año móvil, el OS podrá proceder a su baja definitiva en el sistema, previa comunicación al centro de control de generación y demanda asociado a la instalación. En dicho caso, la instalación afectada deberá tramitar una nueva alta de la instalación en el sistema de reducción automática de potencia. En este caso, no será necesario realizar una prueba adicional de reducción real de su potencia.

7. Remisión de información a la CNMC. Anualmente, el operador del sistema remitirá a la CNMC un informe sobre el funcionamiento del SRAP, en el que deberá incluir información sobre las instalaciones participantes, los volúmenes de predisposición aplicados y las reducciones efectivas de potencia, así como una valoración sobre la necesidad de revisar el tiempo de la respuesta rápida.

## ANEXO I

### Pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia

El objetivo de estas pruebas es validar la correcta recepción y cumplimiento de las señales de rol, predisposición y activación del sistema de reducción automática de potencia emitidas por el OS, por parte de los centros de control de generación y demanda y de las instalaciones que implementen este sistema.

1. Solicitud de realización de pruebas. Las solicitudes de realización de pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia deberán ser remitidas formalmente por el centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación solicitante intercambia información en tiempo real con el OS, a través de los medios que éste último indique en su página Web.

Una vez realizada la solicitud, el OS comprobará el cumplimiento de las condiciones y de los requisitos técnicos necesarios para la participación en el sistema de reducción automática de potencia. En caso de detectar el incumplimiento de alguno de éstos, el OS se lo comunicará al centro de control de generación y demanda asociado a la instalación, disponiendo esta última de un plazo de tres semanas desde que el OS efectúa dicha comunicación para corregirlo. Si una vez transcurrido este plazo la instalación solicitante no satisface todas las condiciones y requisitos técnicos necesarios para participar en el sistema, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

El OS dispondrá de un plazo de 1 mes desde la recepción de la solicitud para confirmar que la instalación cumple con todos los requisitos técnicos necesarios antes de llevar a cabo la realización de estas pruebas. La fecha de realización de las mismas será la acordada entre el OS y el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Una vez finalizadas las pruebas y verificada la respuesta obtenida, el OS comunicará el resultado de las mismas al centro de control de generación y demanda asociado a la instalación, que deberá repetirlas en caso de que el resultado no haya sido satisfactorio. Para ello, deberá contactar con el OS para acordar una nueva fecha.

2. Pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia. Las pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia consistirán en el envío de señales por parte del OS al centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación solicitante intercambia información en tiempo real con el OS, y en la comprobación por parte del OS de que la respuesta tanto del

centro de control de generación y demanda como de la instalación es la esperada de acuerdo al tipo de señal enviada.

Antes de comenzar las pruebas deberá comprobarse la integridad del enlace entre los centros de control del OS y el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación solicitante.

El protocolo de pruebas que deberán superar las instalaciones que implementen el sistema de reducción automática de potencia para habilitarse en el mismo será el siguiente:

1. El OS realizará diferentes cambios y combinaciones en el rol del sistema de reducción automática de potencia entre CECOEL y CECORE, comprobando que el centro de control envía la señal de seguimiento de rol correcta tras cada cambio. Esta prueba solo será necesaria la primera vez que el centro de control de generación y demanda participa en la habilitación de una instalación en el sistema de reducción automática de potencia.

2. El centro de control por medio del cual la instalación que realiza las pruebas de habilitación intercambia información en tiempo real con el OS, deberá asegurarse de que la instalación toma las medidas oportunas para que las ordenes de pruebas no afecten a la producción o consumo real de la instalación, informando al OS del momento en el que la instalación que realiza las pruebas se encuentra preparada.

3. El OS predispondrá la reducción automática de potencia de la instalación que realiza las pruebas. Dicho centro de control deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la señal tan pronto como se produzca.

4. El OS normalizará la señal de predisposición previamente enviada a la instalación. El centro de control de generación y demanda deberá informar al OS del cambio de la señal tan pronto como se produzca. A continuación, el OS volverá a predisponer la reducción automática de potencia de la instalación.

5. El OS emitirá una señal de activación de la reducción automática de potencia de la instalación que realiza las pruebas desde el sistema de control principal del OS. El centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación en pruebas intercambia información en tiempo real con el OS, deberá informar al OS de la correcta recepción de la señal en el bastidor de la instalación y del tiempo de respuesta asociado al tipo de señal de activación recibido, y deberá registrar mediante un equipo sincronizado por GPS el instante de recepción de la señal en el bastidor con suficiente precisión para verificar el cumplimiento de la respuesta rápida. Este paso se repetirá para los diferentes tipos señal de activación, que dependerán del tiempo de activación requeridos, pudiendo emitirse las señales desde el centro de control de respaldo del OS.

6. En caso de que la instalación hubiera sido deshabilitada por incurrir en algún incumplimiento, de acuerdo a lo especificado en el apartado 6 del presente procedimiento, la instalación deberá realizar una prueba adicional consistente en la reducción real de su potencia o consumo una vez finalizada la prueba previamente descrita para obtener de nuevo la habilitación, sin modificación del programa por el OS. Para ello, el OS predispondrá la reducción automática de potencia de la instalación. A continuación, el OS emitirá la señal de activación de la reducción automática de potencia de la instalación con un tiempo de respuesta rápido y la instalación deberá responder reduciendo su potencia o consumo a cero en el tiempo de respuesta indicado.

La emisión de las señales por parte del OS se realizará sin previo aviso al centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas.

Al finalizar las pruebas, el centro de control de generación y demanda deberá remitir al OS los registros temporales de cada una de las señales recibidas en su centro de control, así como los registros de las señales recibidas en el bastidor frontera de la instalación. En caso de que la instalación haya realizado una prueba de reducción real de su potencia o consumo, el centro de control deberá aportar un registro temporal que recoja la reducción de la potencia de dicha instalación, así como el tiempo transcurrido desde la activación de la orden de reducción por el OS.

Se considerará que la instalación ha superado las pruebas de habilitación del sistema de reducción automática de potencia si cumple:

a) El centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas confirma telefónicamente al OS la recepción de las señales de predisposición de reducción automática de potencia y, cuando corresponda, envía las señales de seguimiento de rol adecuadas para cada combinación de señales de rol recibidas.

b) A partir de los registros temporales remitidos por el centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas, el OS verifica que las señales de activación de la reducción automática de potencia emitidas por los centros de control del OS han sido recibidas en el bastidor de la instalación correctamente y que los tiempos incurridos son iguales o inferiores a los tiempos máximos de respuesta definidos en este procedimiento.

c) En caso de que la instalación haya realizado la prueba adicional descrita en el apartado 6) de este anexo para obtener de nuevo la habilitación, la instalación deberá acreditar que ha reducido su producción o consumo respetando el tiempo de respuesta rápida tras la emisión de la señal de activación del sistema por parte del OS.

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

1. Objeto. El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

1.1 Procesos de liquidación. Los procesos de liquidación comprenden las siguientes actividades:

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

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

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

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

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

PO 14.8 Sujeto de Liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

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

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

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

- PO 14.3 Garantías de pago.
- PO 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos.

## 2. Ámbito de aplicación y definiciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: Participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en

el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

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

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

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

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

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

### 3. Participación en el Mercado.

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

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

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

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

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

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

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

El artículo 16 de las Condiciones del Balance establece los criterios para definir la responsabilidad del balance de cada conexión de forma que se evite cualquier hueco o solape en la responsabilidad del balance de los distintos participantes en el mercado que presten servicio en esa conexión, como exige el artículo 18.6.a del Reglamento EB. Al establecer la responsabilidad de cada conexión, se establece la responsabilidad del balance de cada unidad de programación. Cada unidad de programación y cada zona de regulación estarán asignadas en cada momento a un único BRP.

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

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

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

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

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

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

c) Cada instalación de producción, hibridación o almacenamiento que no forme parte de una zona de regulación puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP en las condiciones establecidas en el PO 14.8:

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

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

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

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

d) Cada zona de regulación tiene como BRP al sujeto propietario de la misma y no puede delegar su responsabilidad a otro BRP.

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

3.3 Cambios durante la participación en el Mercado. El BRP o, en su caso, el participante en el mercado, deberá comunicar al operador del sistema cualquier cambio

en los datos requeridos para su participación en el Mercado conforme a lo establecido en el PO 14.2 y, en su caso, en el PO 14.8.

El BRP no podrá transferir a un tercero sus derechos y obligaciones como BRP sin conocimiento del operador del sistema. En caso de cambio de la entidad legal del BRP como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 4. Condiciones del proceso de liquidación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Fecha de la transacción.
- Periodo horario de programación.
- Segmento de mercado de la anotación: tipo servicio de ajuste, otros.
- Identificación como derecho de cobro o como obligación de pago.
- Código que identifica la anotación de manera que permita al BRP determinar de manera inequívoca la fórmula de cálculo que se ha aplicado en la anotación.
- Código de la unidad de programación, unidad de liquidación específica de BRP o de la zona de regulación.
- En su caso, número de contrato bilateral de la unidad de programación.
- Energía o potencia que se valora en MWh o MW respectivamente con la precisión que se establezca en el procedimiento de operación donde se determina el procedimiento de asignación de la energía o potencia. En el caso de anotaciones que sean resultado de reparto de costes o de valoraciones adicionales, se indicará el valor de la magnitud que ha servido para establecer la cuota de reparto o la valoración adicional.
- Sentido de la energía anotada.
- Precio en euros por MWh o en euros por MW.
- Cuantía anotada, en euros con dos decimales.
- BRP.
- Representado, si el participante es un representante en cualquiera de las modalidades.
- Representante en nombre ajeno, en su caso.
- Número de facturación en la que factura la anotación según el calendario de liquidación.
- Fecha y hora de registro de la anotación.

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

6. Calendario del proceso de liquidación. Para cada mes M tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El operador del sistema podrá incrementar la frecuencia del proceso de liquidación estableciendo en el proceso de Liquidación Inicial Provisional un horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el

mercado, al Ministerio y a la CNMC, con tres meses de antelación, el calendario de liquidación adaptado al nuevo horizonte.

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

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

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

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

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

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

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

(b) Segundo día hábil posterior al día 15 del mes M. Antes de las 15:00, se realizará la publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(c) Quinto día hábil posterior al día 15 del mes M. Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

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

(d) Sexto día hábil posterior al día 15 del mes M. El operador del sistema expedirá las facturas correspondientes a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo de cada BRP.

(e) Noveno día hábil posterior al día 15 del mes M. Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

(f) Tercer día hábil posterior al último día del mes M. Antes de las 15:00, se realizará la última publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(g) Séptimo día hábil del mes M+1. En caso de disponer de nueva información respecto a la utilizada para la publicación del tercer día hábil, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago con la nueva información disponible hasta las 10:00.

Independientemente de que el cálculo de medida en punto frontera del Concentrador Principal se efectúe el quinto día hábil del mes siguiente con todas las prelación existentes, dichos valores de energía no se utilizarán para realizar la Liquidación Inicial

Provisional si no proceden de equipos registradores que cumplan con el procedimiento de operación 10.5.

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

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

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

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

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

(h) Octavo día hábil del mes M+1. El operador del sistema expedirá las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

(i) Undécimo día hábil del mes M+1. Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

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

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

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

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

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

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera. El operador del sistema procederá a la expedición

de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

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

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

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

Una vez que se hayan resuelto las reclamaciones pendientes, el operador del sistema declarará todas las anotaciones en cuenta como definitivas y cerrará definitivamente el Registro de Anotaciones en Cuenta para dicho mes M. No se realizarán nuevas liquidaciones del mes M aunque aparezcan nuevas informaciones con posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva salvo lo establecido en el apartado 6.5.2.

#### 6.5 Liquidación Excepcional.

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

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

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

6.6 Liquidación potestativa del desvío del consumo de clientes tipo 1, 2 y 3. Los BRP que adquieran energía para clientes con puntos frontera de tipo 1,2 y 3 podrán solicitar al operador del sistema, para cada una de sus unidades de programación, la

liquidación provisional de los desvíos horarios del consumo en barras de central de estos clientes en la Liquidación Inicial Provisional Segunda en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1.

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

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

a) La comunicación al operador del sistema del porcentaje del programa final de cada hora del mes M que corresponde al consumo previsto en barras de central en la hora de los clientes de tipo 1, 2 y 3. Los porcentajes anteriores se actualizarán al menos semanalmente y deberá estar comunicados para todas las horas del mes M antes del tercer día hábil del mes M+1.

b) La comunicación de los Encargados de la Lectura al Concentrador Principal de más del 90 % de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de los clientes de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado.

c) La realización de las comunicaciones del participante en el mercado en el formato electrónico y con la frecuencia establecidos por el operador del sistema antes del tercer día hábil del mes M+1.

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

En el caso de que no se disponga en el Concentrador Principal del 100 % de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado, se multiplicarán todos los valores horarios disponibles por el coeficiente  $k=100/p$  siendo p el porcentaje del número de valores horarios del mes M disponibles en el Concentrador Principal respecto al total esperable de 24 valores diarios por cada día del mes M en el que el punto frontera está asignado al participante en el mercado.

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

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

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

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

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

de 27 de septiembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

## *P.O.14.4 Derechos De Cobro Y Obligaciones De Pago Por Los Servicios De Ajuste Del Sistema*

### I. Aspectos generales

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

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

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

### 2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones.

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

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

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

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

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

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

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

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los

sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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

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

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

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

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

### 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:

$$\text{OPRRBCF}_u = \sum \text{ERRBCF}_u \times \text{mín}(\text{PMRR}, \text{POFRRB}_u)$$

Donde:

$\text{ERRBCF}_u$  = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

$\text{POFRRB}_u$  = 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,  $\text{SCRRCF}$ , 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:

$$\text{SCRRCF} = \sum \text{ERRSCF}_u \times (\text{POFRRS}_u - \text{PMRR}) + \sum \text{ERRBCF}_u \times (\text{PMRR} - \text{POFRRB}_u)$$

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:

$$\text{DCTERP}_u = \text{ETERPS}_u \times \text{PMTERPS}$$

Donde:

$\text{ETERPS}_u$  = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad  $u$ .

$\text{PMTERPS}$  = 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:

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

Donde:

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

$\text{PMTERPB}$  = 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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \text{máx} (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

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:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \text{máx} (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

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:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \text{min} (PMTERPBQ_0, PMTERDBQ_0)$$

Donde:

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

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

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

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

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \text{min} (PMTERPBQ_1, PMTERDBQ_0)$$

Donde:

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

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

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

### 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:

$$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0) \quad \text{si } PMTERPS > 0 \text{ ó } PMTERDSQ_0 > 0$$

$$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERS_u \times \max(PMTERPS, PMTERDSQ_0) \quad \text{si } PMTERPS < 0 \text{ y } PMTERDSQ_0 < 0$$

Donde:

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

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

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

$$OPTERMER_u = 0,85 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0) \quad \text{si } PMTERPB > 0 \text{ ó } PMTERDBQ_0 > 0$$

$$DCTERMER_u = 1,15 \times ETERMERB_u \times \min(PMTERPB, PMTERDBQ_0) \quad \text{si } PMTERPB < 0 \text{ y } PMTERDBQ_0 < 0$$

Donde:

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

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

## 7. Regulación secundaria.

7.1 Regulación secundaria a subir. La 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:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS$$

Donde:

$ESECS_z$  = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$ .

$PMSECS$  = 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:

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECS_z \times PMSECS \text{ si } PMSECS \geq 0$$

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECS_z \times PMSECS \text{ si } PMSECS < 0$$

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:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB$$

Donde:

$ESECB_z$  = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z.

$PMSECB$  = 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 telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

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

Donde:

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

$SRTRS_{z,s}$  = 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 BRP  $s$ .

$STGS_{z,s}$  = saldo neto a subir de la energía de 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 BRP  $s$ .

$PBAL_{z,s}$  = 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 BRP  $s$ .

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  $s$ , 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:

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

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 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 telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

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

Donde:

$\text{IT}_{z,s}$  = 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 BRP  $s$ , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BRP  $s$ .

$\text{STGB}_{z,s}$  = saldo neto a bajar de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada 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<sub>i</sub> = 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:

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

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:

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

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:

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

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

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

Donde:

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

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

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

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. En caso de aplicación, se añadirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados, conforme a lo dispuesto en el P.O. 14.8, a las respectivas unidades de compra u del BRP.

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

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).

$$DTS = - [\sum_u (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (\sum_q ETERRDS_u + \sum_q ETERRDB_u) + \sum_u (\sum_q ETERRPS_u + \sum_q ETERRPB_u) + \sum_u (\sum_q ETERRMERS_u + \sum_q ETERRMERB_u) + \sum_z (\sum_q ESECS_z + \sum_q ESECB_z) + \sum_i (\sum_q EIITB_i + \sum_q EEITB_i) + \sum_i (\sum_q EIIN_i + \sum_q EEIN_i)]$$

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:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos

decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

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

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

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

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

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

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

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

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

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

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:

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

Donde:

$DIR_{frint}$  = Desvío internacional en la frontera *frint*,

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

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

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

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

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 de 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:

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

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

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

$PCCFR$ : El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y

una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

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

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

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

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

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:

$\text{ENEDESCI}$  = 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.

$\text{ENEDESCE}$  = 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:

$$DCBAN_u = BAN_u \times P_{MBAN}$$

Donde:

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

$P_{MBAN}$  = 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.

$KA_z$  = Coeficiente de participación de la zona de regulación  $z$  en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$  = Ciclos en «off» de la zona de regulación  $z$ , con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en el periodo de programación.

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.

$RRSP_z$  = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación  $z$  y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBP_z$  = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación  $z$  y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

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:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

Siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

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). Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

18.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del

PDBF, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPV_{u,b} = ERPVPV_{u,b} \times POPVPV_{u,b} + (\text{NarrF} \times \text{CAF}_u + \text{NarrC} \times \text{CAC}_u) / \text{NARR} + \text{ChAA} + \text{DCAA}_u$$

Donde:

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

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

$\text{NarrF}$  = Número de arranques en frío del grupo térmico.

$\text{NarrC}$  = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

$\text{CAF}_u$  = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$\text{CAC}_u$  = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$\text{NARR}_u$  = Número de horas con energía de restricciones a subir en el día.

$\text{ChAA}$  = Coste por hora por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

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

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

$$\text{DCAA}_u = \text{NarrA}_u \times \text{CAA}_u / \text{NAA}_u$$

Donde:

$\text{NarrA}_u$  = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

$\text{CAA}_u$  = Coste del arranque de la turbina gas adicional.

$\text{NAA}_u$  = Número de horas que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque programado se recalcularán los derechos de cobro utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

18.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado. Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.2 del PO 3.2 comprobando que exista alguna hora anterior con medida menor o igual que cero y comprobando el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas cinco horas del día anterior al día objeto de liquidación.

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

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

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

$$OPINCARR_u = - (NarrF \times CAF_u + NarrC \times CAC_u) / NARR$$

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

Donde:

NarrF = Número de arranques en frío del grupo térmico.

NarrC = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

CAF<sub>u</sub> = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

CAC<sub>u</sub> = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

NARR<sub>u</sub> = Número de horas con energía de restricciones a subir en el día.

NarrA<sub>u</sub> = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA<sub>u</sub> = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA<sub>u</sub> = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

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

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

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

18.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

Donde:

ERPVPVMER<sub>u</sub> = 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.

18.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición y de exportación. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones

técnicas del PDBF a unidades de adquisición y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

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

Donde:

$ERPVP_{C_u}$  = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra  $u$ .

18.4 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de venta. La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVP_{V_u} = ERPVP_{B_u} \times PMD$$

Donde:

$ERPVP_{B_u}$  = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta  $u$ .

18.5 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de adquisición. La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVP_{V_u} = ERPVP_{B_u} \times POPVP_{B_{u,b}}$$

Donde:

$ERPVP_{B_u}$  = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de adquisición  $u$ .

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

18.6 Incumplimientos de las asignaciones a subir de fase 1 para unidades de venta. Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no existan productos cuarto-horarios en los mercados diario e intradiario y, por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en el PO 3.2, mientras 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.

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

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

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

Donde:

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

$\text{PMEDPVPS}_u$  = 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:

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

Donde:

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

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

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

$\text{MBC}$  = 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 Incumplimientos de las asignaciones a bajar de fase 1 para unidades de venta. En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a bajar en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o inferior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán las obligaciones de pago calculadas según los párrafos anteriores.

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

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

Donde:

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

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

Reequilibrio de generación y demanda.

18.9 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas de unidades de venta y adquisición con oferta presentada. La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

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

Donde:

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

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

18.10 Energía programada a subir a unidades de venta y adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta presentada estando obligado a ello. La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta o adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

Donde:

$\text{ERECOS}_u$  = Energía a subir a la unidad  $u$  en fase 2, sin oferta disponible estando obligado a ello.

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<sub>u</sub> = 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 a unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

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

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

Donde:

ERECOOSB<sub>u,b</sub> = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta de la unidad *u* asignada en fase 2.

POECOB<sub>u,b</sub> = 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 y adquisición sin oferta presentada estando obligadas a ello. La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

Donde:

ERECOSOB<sub>u</sub> = Energía a bajar en fase 2 a la unidad *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:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

ERECOMERB<sub>u</sub> = 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 18.15. Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

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

19.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF. La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

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

$$DCERTRS_{u,b} = ERTS_{u,b} \times POS_{u,b} + (NarrF \times CAFu + NarrC \times CACu) / NARR + ChAA + DCAAu$$

Donde:

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

$POS_{u,b}$  = Precio de la oferta a subir para el bloque de energía  $b$ .

$NarrF$  = Número de arranques en frío del grupo térmico.

$NarrC$  = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

$CAFu$  = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$CACu$  = Coste del arranque en caliente frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

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

$NARR_u$  = Número de periodos de programación con energía de restricciones a subir en el día.

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente, de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

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

19.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado. Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en P.O.3.2 comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto- horaria menor o igual que cero y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas cinco horas del día anterior al día objeto de liquidación.

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

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

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

$$OPINCARR_u = - (NarrF \times CAF_u + NarrC \times CAC_u) / NARR$$

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

Donde:

NarrF = Número de arranques en frío del grupo térmico.

NarrC = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

CAF<sub>u</sub> = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

CAC<sub>u</sub> = Coste del arranque en caliente frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

NARR<sub>u</sub> = Número de periodos de programación con energía de restricciones a subir en el día.

NarrA<sub>u</sub> = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAA<sub>u</sub> = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA<sub>u</sub> = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

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

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

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

19.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta sin oferta. El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

Donde:

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

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

19.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de adquisición de demanda con oferta. El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades de adquisición se calcula según la fórmula siguiente:

Donde:

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

Donde:

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

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

19.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones. La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$  por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRS_{u,b} = ERTRB_{u,b} \times POB_{u,b}$$

Donde:

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

$POB_{u,b}$  = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía  $b$ .

19.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta sin oferta. La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades de venta que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

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

Donde:

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

19.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de demanda, consumo de bombeo o almacenamiento con oferta. La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de demanda se calcula según la fórmula siguiente:

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

Donde:

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

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

19.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de consumo de bombeo o almacenamiento sin oferta. La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de bombeo o almacenamiento se calcula según la fórmula siguiente:

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

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

Donde:

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

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

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

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

Donde:

$\text{EINCRTRS}_u$  = 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:

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

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 telemida 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  $u$ .

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.  
 ERTRS<sub>u</sub> = Energía programada a subir a la unidad *u* por restricciones en tiempo real.  
 PORP<sub>u</sub> = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

19.9 Incumplimientos de las asignaciones de energía en tiempo real a bajar de las unidades de venta. En el caso de que la medida en un período de programación para una unidad de venta sea superior a la energía programada por seguridad, el valor de la energía incumplida se determinará de la siguiente manera:

$$\text{OPEINCRTRB}_u = \text{EINCRTRB}_u \times (\text{POR}_u - \text{PMD})$$

Donde:

EINCRTRB<sub>u</sub> = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad *u* de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRB}_u = \min(-\text{ERTRB}_u, \max(0, \text{MBC}_u - (\text{máx}(\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGS}, 0) + \text{ERTRB}_u))).$$

Donde:

MBC<sub>u</sub> = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.  
 IT<sub>u</sub> = Energía por cambios de programa de la unidad *u*.  
 TGS = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a subir.  
 ERTRB<sub>u</sub> = Energía programada a bajar a la unidad *u* por restricciones en tiempo real.  
 POR<sub>u</sub> = Precio de la energía programada a bajar por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

19.10 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real. El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 19.1 a 19.10 de las unidades de venta y de las unidades de adquisición y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio que corresponda según el criterio siguiente:

- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas en tiempo real van en el mismo sentido que la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el sentido contrario de la restricción.
- Si los redespachos de energía de restricciones técnicas van en el sentido contrario de la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el mismo sentido de la energía de restricciones.
- Si existe horas con coste por restricciones técnicas en tiempo real sin energía de balance la energía se valorará al precio marginal del mercado diario.

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

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

22 bis. Medidas excepcionales de apoyo a sistemas eléctricos vecinos. El coste de las actuaciones excepcionales en el sistema eléctrico peninsular solicitadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre sistemas eléctricos vecinos en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a garantizar la capacidad de exportación minimizando o evitando la aplicación de acciones coordinadas de balance dará lugar a las siguientes anotaciones:

– Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual al coste de las actuaciones adoptadas. Este coste ha sido sufragado por el operador del sistema vecino que ha solicitado estas medidas y que, previamente, ha transferido el importe al operador del sistema.

– Derecho de cobro por valor del importe anterior que se reparte como minoración del coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidan a la demanda.

El coste de las actuaciones excepcionales orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre ambos sistemas en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a aumentar la capacidad de importación y con ello evitar o

reducir el deslastre de cargas en caso de situaciones de tensión entre generación y consumo en el sistema eléctrico peninsular dará lugar a las siguientes anotaciones:

- Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.
- Obligación de pago por valor del importe anterior se repartirá como el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquida a la demanda.

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 almacenamiento y las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. No será considerado a efectos del reparto del coste el consumo efectivamente realizado que se haya programado como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de

programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central,  $MBC_{ua}$ .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

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.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \max(-STGS_{u,s}, \min(0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s})).$$

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:

$$\text{OPEINCLEBAL}_u = \text{OPEINCLEBAL}_s \times \text{EINCLEBAL}_u / \sum_u \text{EINCLEBAL}_{u,s}$$

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:

$\text{EINCLEBAL}_{u,s}$  = 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.

$$\text{EINCLEBAL}_{u,s} = -\text{mín} ( -\text{STGB}_{u,s}, \text{máx} (0, \text{MBC}_{u,s} - \text{EREFB}_{u,s}) )$$

Donde:

$\text{STGB}_{u,s}$  = 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.

$$\text{EREFB}_{u,s} = \text{PHFC}_{u,s} + \text{IT}_{u,s} + \text{SRTRB}_{u,s} + \text{STGB}_{u,s}$$

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

$\text{SRTRB}_{u,s}$  = 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:

$$\text{OPEINCLEBAL}_u = \text{OPEINCLEBAL}_s \times \text{EINCLEBAL}_u / \sum_u \text{EINCLEBAL}_{u,s}$$

## 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,  $\text{MBC}_{ua}$  de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{MBC}_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [\text{MPFC}_{ua,pa,nt} \times (1 + \text{CPERREAL}_{pa,nt})]$$

Donde:

$\text{MPFC}_{ua,pa,nt}$  = 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:

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

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCLiqpot + PHLdemresto.$$

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.

$PHL_{brp}$  = 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.

$SALDOENE_{brp}$  = 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.

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:

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

Donde:

$MBC_{uexp}$  = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación  $uexp$ .

$PFI_{uexp}$  = Energía asignada a la unidad de exportación  $uexp$  en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$  = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional  $frint$ . El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

## 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 o de almacenamiento 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:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

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:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBClipot_{brp}$$

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

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

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.

MBClipot = 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.

$EMMA_{brp,mes}$  = 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 con la siguiente fórmula:

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

Donde:

$MBC_{uexp}$  = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación  $uexp$ .

$PFI_{uexp}$  = Energía asignada a la unidad de exportación  $uexp$  en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$  = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

### 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 telemida 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 telemida 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 telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida 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.

#### *P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo*

1. Objeto. El objeto de este procedimiento de operación es establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento ante el Operador del Sistema, sin perjuicio de lo establecido con carácter general en el Procedimiento de Operación 14.1 y en el Procedimiento de Operación 14.2.

2. Ámbito de aplicación. Este procedimiento de operación es de aplicación a los sujetos de liquidación ante el Operador del Sistema de instalaciones de producción y de generación en el sistema eléctrico español, los representantes directos, a los encargados de la lectura de los puntos frontera de instalaciones de producción y al Operador del Sistema.

#### 3. Referencias y Definiciones:

El término «Ley 24/2013» en este procedimiento se refiere a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El término «P.O. 14.1» en este procedimiento se refiere al procedimiento de operación P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

El acrónimo «RAIPEE» en este procedimiento se refiere al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica establecido en el artículo 21.2 de la Ley 24/2013.

El acrónimo «RAAEE» en este procedimiento se refiere al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica establecido en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013.

El acrónimo «CIL» en este procedimiento se refiere al Código de Identificación de Liquidación asignado por el Encargado de la Lectura a los efectos, en su caso, de la normativa vigente.

El acrónimo «CUPS»: en este procedimiento se refiere al Código Unificado del Punto de Suministro al que se asignará, en su caso, la energía excedentaria o excedentaria individualizada de un consumidor asociado a un autoconsumo, excepto en la modalidad de autoconsumo con excedentes sin compensación simplificada.

El término «instalación» en este procedimiento se refiere a cada instalación de producción o almacenamiento y se identifica por su clave de registro en el RAIPEE o por el número de inscripción en el RAAEE y, a excepción de las instalaciones de la sección primera del RAIPEE, por su CIL, o conforme la normativa de aplicación.

El término «unidad de programación» en este procedimiento 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.

El término «Sujeto de Liquidación» en este procedimiento se refiere al sujeto de liquidación responsable del balance (BRP) que, conforme a lo establecido en el PO 14.1 será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación/zona de regulación, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema.

El «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) 2019/94.

El término «Encargado de la Lectura» en este procedimiento se refiere a la entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de instalaciones de producción, generación y consumo de acuerdo con la normativa vigente.

El término «días hábiles» en este procedimiento se refiere a los días definidos como hábiles en el P.O. 14.1.

El término «titular» en este procedimiento se refiere al titular de la instalación de producción, hibridación o almacenamiento o de sus derechos de explotación, y que figure como tal en el RAIPEE o en el RAAEE.

El término «representante directo» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre ajeno y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación es el titular de las instalaciones.

El término «representante indirecto» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre propio y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación de las instalaciones del titular es el representante.

El término «representante de referencia» en este procedimiento se refiere al comercializador de referencia que actúa como representante en cumplimiento de lo establecido en el artículo 53, apartados 2 y 3, del RD 413/2014.

El término «comercializador de venta» en este procedimiento se refiere al comercializador que ha comprado la energía al titular mediante un contrato de comercialización de energía. En este caso, el sujeto de liquidación de las instalaciones del titular es el comercializador.

El término «RD 244/2019» en este procedimiento se refiere al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

4. Responsabilidades. Sin perjuicio de las particularidades propias del autoconsumo, se establecen las siguientes responsabilidades para los sujetos incluidos en el ámbito de aplicación del presente Procedimiento de Operación:

1. El Operador del Sistema será responsable de las siguientes actuaciones:
  - a) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de sujeto de liquidación de cada instalación.
  - b) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de representante directo de cada titular.
  - c) Gestionar y autorizar las solicitudes para la creación de las unidades de programación que sean necesarias para integrar la energía de las instalaciones en el sistema eléctrico que corresponda conforme a los procedimientos de operación.

- d) Poner a disposición de los sujetos de liquidación:
- Las unidades de programación de las que es responsable en cada momento.
  - Las instalaciones incluidas en cada unidad de programación.
  - El tipo de sujeto de liquidación (titular, representante indirecto, comercializador).
  - En su caso, su representante directo.
  - La fecha efectiva de los cambios en los datos anteriores.
- e) Poner a disposición de los encargados de la lectura los datos del párrafo d) de las instalaciones de las que sea encargado de la lectura.
- f) Poner a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Operador del Mercado, los datos del párrafo d).
- g) Resolver las reclamaciones sobre los cambios de sujeto de liquidación de una instalación o sobre los datos de una instalación a efectos de la liquidación del Operador del Sistema. Los plazos para presentar reclamaciones serán los establecidos en el P.O. 14.1.
2. El encargado de la lectura será responsable de comunicar al Operador del Sistema el alta o baja de los puntos frontera de los que sea encargado de la lectura.
3. El sujeto de liquidación será responsable de las siguientes actuaciones:
- a) Solicitar al Operador del Sistema que se le autorice como sujeto de liquidación de una instalación mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria y las garantías de pago exigibles conforme al procedimiento de operación 14.3, cumpliendo los plazos establecidos por el Operador del Sistema.
- b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, y en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.
4. El representante directo será responsable de las siguientes actuaciones:
- a) Solicitar al Operador de Sistema que se le autorice como representante directo de las instalaciones de un titular mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria.
- b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.
5. Alta y baja de instalaciones. La fecha de alta provisional de una nueva instalación será la fecha de alta de su punto frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida, que será modificada posteriormente por la fecha de inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas o, en su caso, en el registro de autoconsumo.
- El Operador del Sistema asignará el sujeto de liquidación de la nueva instalación según la siguiente precedencia:
1. Sujeto de liquidación que lo haya solicitado y esté autorizado.
  2. En su caso, sujeto de liquidación de los CIL con mismo número de identificación del RAIPEE o en el RAAEE que el nuevo CIL. Si la nueva instalación es parte de una instalación hibridada, en la que la otra parte ya está de alta, la nueva instalación se asignará al sujeto de liquidación de la parte ya activa.
  3. En su caso, sujeto de liquidación precedente en caso de baja y alta simultánea de los CIL de instalaciones con mismo número de identificación en el RAIPEE o RAAEE.
  4. En su caso, representante de referencia que corresponda según la normativa vigente en calidad de representante indirecto.
  5. Titular de la instalación.

La nueva instalación se asignará al representante de referencia desde la fecha de alta de su punto frontera hasta el momento en el que se confirme el cambio de sujeto de liquidación de acuerdo a lo descrito en el apartado 6.

La fecha de baja provisional de una instalación será la fecha de baja de sus puntos frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida y que será modificada posteriormente por la fecha de cancelación de la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas o, en su caso, en el registro de autoconsumo.

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente no se podrá percibir ningún tipo de retribución por la participación en el mercado de producción de energía eléctrica por los vertidos realizados en fecha anteriores a la fecha de inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

6. Cambio de sujeto de liquidación.

1. El cambio de sujeto de liquidación se producirá por deseo del titular de la instalación. Deberá ser comunicado por el nuevo sujeto de liquidación con una antelación mínima de 15 días naturales respecto a la fecha de inicio de operación con otro sujeto de liquidación, sin perjuicio de que la fecha de cambio se retrase hasta el cumplimiento de los requisitos establecidos para autorizar el cambio. Hasta la fecha efectiva del cambio, el anterior Sujeto de Liquidación seguirá siendo responsable financiero de la liquidación de los ingresos y costes aplicables a la instalación y de las garantías de pago.

El nuevo sujeto de liquidación aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

a) Solicitud del cambio, donde hará constar la clave de registro en el RAIPEE (o el número de inscripción en el RAAEE en el caso de las instalaciones de generación, que no estando inscritas en el RAIPEE, se consideran instalaciones de producción, según se define en el apartado 3.c) del RD 244/2019<sup>5</sup>) y, a excepción de las instalaciones de la sección primera del RAIPEE, el CIL, así como la unidad de programación en la que solicita la inclusión de la instalación.

<sup>5</sup> Tienen potencia no superior a 100kW, están asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo, y pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

b) La fecha para la que solicita el cambio.

c) En cada caso, poder notarial para actuar como representante en nombre propio y por cuenta del titular; o declaración de contrato de comercialización de energía vertida; o declaración de delegación contractual de la responsabilidad del balance; o declaración de participación directa como titular.

d) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.

e) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

2. Los representantes de referencia estarán exentos del cumplimiento de lo indicado en el apartado anterior. En este caso, el Operador del Sistema comunicará a qué comercializador de referencia corresponde la representación de aquellas instalaciones que no cuenten con un representante de acuerdo a lo establecido en los citados apartados 2 y 3 del artículo 53 del RD 413/2014, que no cuente con un comercializador de venta y que no actúen directamente en el mercado, así como los datos de la empresa titular para que la comercializadora pueda proceder al contacto con el titular de la instalación de producción o almacenamiento.

3. El cambio de Sujeto de Liquidación de una instalación no extinguirá las obligaciones de pago que hubiera contraído el sujeto de liquidación anterior, así como las que contrajera en el futuro por liquidaciones pendientes que afecten el periodo en el que era el sujeto de liquidación y se mantendrá la posibilidad de suspensión de las instalaciones del sujeto de liquidación en los casos y condiciones previstas en los procedimientos de operación. Durante el periodo de suspensión, la energía vertida se liquidará a precio de desvío.

4. Cuando un representante, sea o no sujeto de liquidación, desee dejar de representar a un titular de instalaciones, deberá solicitar el cese de la representación, en los mismos plazos que las altas de representación. En ese caso, las instalaciones pasarán a ser representadas, en su caso, por el comercializador de referencia, a no ser que hubiera otro representante al que se le haya aceptado el alta de la representación de esas instalaciones para la misma fecha o cuente con un comercializador de venta o bien la instalación haya solicitado vender directamente en el mercado. El comercializador de referencia recibirá la información necesaria para desempeñar sus funciones con una antelación mínima de 2 días hábiles respecto al inicio efectivo de su representación.

5. Cuando un comercializador de venta, desee dejar de comercializar a un titular de instalaciones, deberá solicitar el cese de la comercialización, en los mismos plazos que las altas de comercialización. En ese caso, las instalaciones pasarán a ser representadas, en su caso, por el comercializador de referencia, a no ser que hubiera otro representante o comercializador de venta al que se le haya aceptado el alta de esas instalaciones para la misma fecha, o bien la instalación haya solicitado vender directamente en el mercado. El comercializador de referencia recibirá la información necesaria para desempeñar sus funciones con una antelación mínima de 2 días hábiles respecto al inicio efectivo de su representación.

7. Cambio de representante directo. En caso de cambio de representante directo de un titular sin cambio de sujeto de liquidación, el nuevo representante directo aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

- a) La fecha para la que solicita el cambio.
- b) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre ajeno y por cuenta ajena.
- c) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.
- d) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

8. Aplicación de cambios normativos. El Operador del Sistema podrá realizar cambios de sujeto de liquidación o de asignación de instalaciones a unidades de programación sin el trámite de solicitud en los casos de cambios fijados en la normativa de liquidación de instalaciones de producción o almacenamiento y en los términos que se determinen en dicha normativa.

El Operador del Sistema comunicará a los agentes afectados y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la aplicación de este apartado y el motivo en un plazo máximo de cinco días hábiles.

9. Cambio por error. En el caso de que una instalación haya sido asignada erróneamente a una unidad de programación o a un sujeto de liquidación, el Operador del Sistema procederá a subsanar el error lo antes posible. En todo caso, la fecha efectiva de cambio será posterior a la última fecha de la que exista cierre de medidas definitivo, según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación.

En estos casos, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

10. Fusiones y absorciones. Cuando un representante directo o indirecto se vea afectado por fusiones y/o absorciones, de forma que la empresa que solicita continuar con la representación no tenga el mismo CIF que el representante que ha acreditado tal condición mediante poderes notariales otorgados por los titulares, deberá presentar nuevos poderes notariales otorgados por los titulares de las instalaciones. En particular, cuando en un grupo empresarial una empresa que realiza la actividad de representación deja de hacerlo para que asuma esa función otra empresa del grupo, se deberán presentar los poderes notariales de los titulares de la misma forma y con los mismos requerimientos y plazos que se exigen para cualquier cambio de representante.

De la misma forma, cuando una instalación actúe representada y cambie el titular, deberá presentar nuevo poder notarial otorgado por el nuevo titular. En caso de no hacerlo, el Operador del Sistema tramitará de oficio el paso al comercializador de referencia en los casos en los que sea aplicable.

11. Sujeto de liquidación de la energía excedentaria de instalaciones de producción y generación en régimen de autoconsumo.

11.1 Instalaciones de producción y generación no acogidas al mecanismo de compensación simplificada:

a) El sujeto de liquidación de la energía horaria excedentaria de las instalaciones de producción no acogidas al mecanismo de compensación simplificada del artículo 14 del RD 244/2019, se determinará de la misma forma que para las instalaciones de producción sin autoconsumo. En estos casos, el encargado de lectura asignará la energía excedentaria de generación de la instalación de producción al CIL correspondiente.

b) Para el caso particular de las instalaciones de generación asociadas a un autoconsumo colectivo sin excedentes, no acogidas al mecanismo de compensación simplificada, el sujeto de liquidación de la energía excedentaria individualizada será el comercializador de cada consumidor asociado. En este caso, el distribuidor asignará la energía horaria excedentaria individualizada de cada CUPS a la unidad de compra del comercializador asociado a ese CUPS.

11.2 Instalaciones de producción y generación acogidas al mecanismo de compensación simplificada:

a) El sujeto de liquidación de la energía horaria excedentaria de las instalaciones de producción acogidas al mecanismo de compensación simplificada según el artículo 14 del RD 244/2019, será el comercializador de cada consumidor asociado.

b) En el caso de instalaciones de generación asociadas a un autoconsumo colectivo sin excedentes y que según el apartado 2 del artículo 14 del RD 244/2019, se acojan al mecanismo de compensación simplificada, el sujeto de liquidación de la energía excedentaria individualizada será el comercializador de cada consumidor asociado.

En los casos a y b anteriores, conforme al apartado 5 del artículo 14 del RD 244/2019, el distribuidor encargado de la lectura del consumidor recibirá del consumidor, o a través de su comercializadora, el contrato (o acuerdo) de compensación de excedentes.

En los casos a y b anteriores, el distribuidor asignará la energía horaria excedentaria o, en el caso de autoconsumo colectivo, la energía horaria excedentaria individualizada de cada CUPS, a la unidad de compra del comercializador asociado a ese CUPS.

11.3 Cambios de modalidad de autoconsumo:

a) Los cambios de modalidad de autoconsumo serán comunicados por el distribuidor al operador del sistema según lo previsto en el P.O. 10.11.

b) En caso de modificación de modalidad de autoconsumo que implique un cambio a un autoconsumo con excedentes sin compensación simplificada, el sujeto de

liquidación cambiará del comercializador al titular o al sujeto de liquidación en el que haya delegado la responsabilidad del balance de la instalación en la fecha de activación de la modificación del contrato de acceso.

En el caso de que el encargado de la lectura no le haya comunicado previamente el CIL de la instalación al OS, el cambio de sujeto de liquidación se tramitará como el alta de cualquier instalación de producción, según el apartado 5 de este P.O. En caso contrario, el sujeto de liquidación será el comercializador de referencia que corresponda, a no ser que hubiera otro representante al que se le haya aceptado el alta de la representación para la misma fecha.

c) En la modificación de la modalidad de autoconsumo que implique un cambio a un autoconsumo con excedentes con compensación simplificada, el sujeto de liquidación cambia del titular o sujeto de liquidación en el que hubiera delegado la responsabilidad del balance al comercializador asociado al suministro en la fecha de activación de la modificación del contrato de acceso.

11.4 Instalaciones de producción y generación en el caso de autoconsumidores sin derecho a PVPC que transitoriamente se queden sin contrato:

a) Los consumidores sin derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) que transitoriamente se queden sin contrato, pasarán a ser suministrados por el comercializador de referencia por la energía consumida. El traspaso no supondrá un cambio de modalidad de autoconsumo sin perjuicio de que el consumidor no perciba contraprestación alguna por la energía excedentaria según lo previsto en el artículo 13.6 del Real Decreto 244/2019.

b) En caso de que el autoconsumo estuviera acogido a la modalidad de excedentes sin compensación previamente al traspaso, y el consumidor sea la misma persona física o jurídica que el titular de la instalación de generación, el sujeto de liquidación pasará a ser el representante de referencia y la asignación de la medida de energía excedentaria o la energía excedentaria del consumidor que transitoriamente se queda sin contrato, se realizará conforme a lo establecido en el apartado 11.1.a).

c) En caso de que el autoconsumo estuviera acogido a la modalidad con excedentes con compensación o a la modalidad sin excedentes colectivo, la asignación de la medida se realizará conforme a lo establecido en el apartado 11.2. considerando que el sujeto de liquidación será el comercializador de referencia.

d) El distribuidor comunicará al OS la fecha de activación del traspaso al representante de referencia en el caso de que la instalación de autoconsumo estuviera acogida previamente a la modalidad de excedentes sin compensación simplificada.