

ANEJO 1

Procedimientos de Operación del sistema eléctrico 3.1, 3.2 y 14.4

PO 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 reserva 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 solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

El mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema se detalla en el anexo V.

En el anexo VI 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 y su correcta configuración en base a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

– 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, PHFC y P48 se publicarán con resolución cuarto-horaria desde que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados diario o intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, reserva 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.

Los valores correspondientes a potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los valores correspondientes a 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 hasta que el periodo de programación en el mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también cuarto-horario.

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 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 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 reserva 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 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 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 los periodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante el mismo período 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.

– Potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red y vendrá determinada por el valor de capacidad máxima, conforme a la definición del Real Decreto 647/2020 y limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación.

En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dicho valor se corresponderá con la potencia neta. En el caso de instalaciones híbridas se considera la suma de las capacidades máximas de los módulos que la componen, limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación híbrida.

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la potencia máxima vendrá determinada por la suma de la potencia máxima de las instalaciones que la conforman.

– 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 disposiciones normativas que lo modifiquen.

– 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.

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 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. Las publicaciones al OM se realizarán en resolución cuartohoraria desde el momento en el que el periodo de programación del mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también cuarto-horario. En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario), las comunicaciones con el OM recuperarán las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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 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 VI 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 y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española 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 los procedimientos de contingencia «DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling», establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

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 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario.

– En horizonte intradiario:

- Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.

- Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

– En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación correspondiente al 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 $\pm 0,1$ MW.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción 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.

Como último recurso únicamente ante situaciones que impidan seguir las limitaciones y/o consignas del OS, los participantes del mercado podrán facilitar al OS en el mismo horario anterior:

– Potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que debe mantener la unidad física o conjunto de unidades físicas para cumplir con los requerimientos debidamente justificados de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. El valor de la potencia eléctrica se aportará preferentemente como estimación por unidad física y por periodo de programación, de lo contrario, no estará garantizada su consideración.

Esta información podrá ser actualizada o informada tras la publicación del PDVP si las circunstancias de operación de las unidades se ven modificadas por los estamentos competentes.

Esta información solo será admitida como válida si permite verificar que la potencia eléctrica es igual o inferior al desglose de programa comunicado para la unidad física afectada.

El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que resulte necesaria para validar las solicitudes recibidas.

Las comunicaciones de caudal mínimo hidráulico y su información asociada podrán ser remitidas a la CNMC a petición de esta Comisión.

8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

El programa 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 aquéllas 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 cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario.

9. Reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar 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 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 reserva 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 reserva 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 reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 25 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el proveedor de reserva de regulación secundaria podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de reserva 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.

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 la siguiente información:

– Del OM: los flujos programados en cada una de las interconexiones intracomunitarias como resultado de las transacciones realizadas en cada sesión de subasta intradiaria hasta que la Plataforma de Contratación Europea facilite esta información de manera desagregada.

– Del OM: la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en cada una de las subastas del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española a dicha sesión de subasta. Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa a los precios marginales de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España, de Portugal y de Francia para cada periodo de programación.

– De los PM: 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, 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. El OS validará las nominaciones de programa enviadas por los PM de acuerdo con el proceso descrito en el anexo VI. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

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.

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

– En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados de la subasta intradiaria o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados, a nivel europeo, antes de 30 minutos después del cierre de ofertas de la sesión de subasta correspondiente.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda, por alguna razón, integrar en su sistema la información enviada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en la subasta intradiaria, de forma coordinada con el OM.

– En aquellos casos en los que, por problemas en los intercambios y/o integración de los resultados, y alcanzadas las horas límite acordadas entre operadores, el OM publique la anulación a nivel regional de la subasta completa o, en su caso, la anulación período a período de todos los comprendidos en el horizonte de la subasta. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional de la subasta, deberán mantenerse los flujos internacionales resultado de la casación en cada una de las interconexiones.

En los casos en que, por motivo de alguna incidencia posterior a la confirmación de los resultados de la subasta europea, se produzca la anulación regional de alguno o todos los periodos de la subasta intradiaria, siempre se respetarán los programas de

intercambio internacionales resultantes de la subasta intradiaria europea. El saldo 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 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.

11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo 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 primer periodo de programación de la ronda correspondiente, 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 diariamente la información relativa a los precios cuatrorarios de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al primer periodo de programación de la ronda correspondiente, 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 VI 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 primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

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 40 minutos respecto al inicio del horizonte de programación.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al 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. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional, deberán

mantenerse los flujos internacionales resultado de la ronda en cada una de las interconexiones.

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 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 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 de los BRP.

Los cambios de programa de los BRP, 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 en las Condiciones relativas al Balance aprobadas por la CNMC, indicando la causa que motiva el cambio de programa conforme a las categorías establecidas en el documento de intercambio de información con el OS.

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información de las indisponibilidades comunicadas por los participantes del mercado u otras situaciones que puedan corresponder a incidentes sobrevenidos o a desvíos identificados con posterioridad al cierre del mercado intradiario, 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.

Tras el cierre de cada ronda, los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para el primer período de programación de la ronda correspondiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio de dicho periodo de programación. 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), hasta la implantación de los 96 cierres del mercado intradiario continuo en el ámbito del sistema eléctrico español.

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) y con el artículo 19.1 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 Activación de energía de regulación terciaria (mFRR).

La activación de la energía de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance mFRR, la activación e intercambio de energías de regulación terciaria (mFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance mFRR, conforme a lo establecido en el artículo 20 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 mFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2(a) y con el artículo 20.1) del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de 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 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 cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8 del mFRRIF.

13.3 Activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

La activación de la energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance aFRR, la activación e intercambio de ofertas de energías de regulación secundaria (aFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para el mantenimiento de la frecuencia y el programa neto de intercambio en el bloque de control español, se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance aFRR, conforme a lo establecido en el artículo 21 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 aFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2(a) y con el artículo 21.1) del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación secundaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria que hayan resultado asignados en el mercado de reserva del día anterior deberán presentar antes de las 20:00 horas del día anterior al menos una primera versión de oferta de energía de regulación secundaria válida por un volumen igual o superior al de la reserva asignada en cada uno de los periodos de programación. Estas ofertas de energía obligatorias se denominan ofertas de respaldo.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas.

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 la reserva de regulación secundaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación secundaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8.2 del aFRRIF.

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 cuartohoraria 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 los períodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante el período 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,
- Subastas intradiarias,
- 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 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: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales internos con entrega física.	10:15 horas.
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 de 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. – Caudales mínimos hidráulicos.	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).

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
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, cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario).
Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC). – Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55).
Requerimientos de reserva 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 reserva de regulación secundaria.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria	20:00 horas.
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. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	22:00	10:00
Resultados subastas MI.	15:20	22:20	10:20
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:35	22:35	10:35
Publicación PHF (**).	15:40	22:40	10:40
Horizonte de programación.	24 horas	24 horas	12 horas
(Periodos cuartohorarios).	(1-96 D)	(1-96 D)	(49-96 D)

(*) 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.

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 Identification 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.

Unidad física con localización eléctrica específica: se considera unidad física con localización eléctrica específica aquella unidad que forme parte de una unidad de programación ya sea de generación, demanda o almacenamiento, que esté organizada de acuerdo con los criterios establecidos en este anexo en sus apartados 2.1 a), b) y c), 2.2 o 2.3 y que cuente con los siguientes atributos necesarios para establecer su localización eléctrica unívoca y visibilidad por parte del operador del sistema:

– desglose de programa si la unidad pertenece a una unidad de programación compuesta por más de una unidad física.

- información en tiempo real a través de una teled medida asociada de forma biunívoca de acuerdo con los criterios establecidos en el PO 9.2.
- otras informaciones de carácter estructural provistas de forma obligatoria de acuerdo con los intercambios de información estructural con el operador del sistema como la tensión, el nudo de conexión a la red de la instalación o conjunto de instalaciones que la compongan y, en caso de conexiones con la red de distribución, el nudo de afección a la red de transporte.

Las unidades físicas con localización eléctrica específica relativas a ciclos combinados multiteje, módulos de generación e instalaciones de almacenamiento pertenecientes a instalaciones híbridas de potencia máxima superior o igual a 100 MW o híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, tendrán un tratamiento particularizado con respecto al resto de unidades físicas con localización eléctrica específica, regulado en los correspondientes procedimientos de operación, al tratarse de unidades físicas que en su conjunto forman parte de una única unidad de programación correspondiente a su vez con una única instalación en su conjunto.

Unidad física agregadora: se entiende por unidad física agregadora aquella unidad a través de la cual se gestionan instalaciones, ya sean de generación, demanda o almacenamiento, de forma conjunta y que no están asociadas con una localización eléctrica específica de forma unívoca, ya sea por los umbrales de potencia de la instalación o de las instalaciones que la componen de acuerdo con la organización en unidades físicas que regula este anexo o por cualquier otro supuesto recogido en la normativa de aplicación. La unidad de programación que contenga la unidad física agregadora tendrá a su vez carácter agregador y la relación entre ambas será biunívoca. Los distintos tipos de unidades físicas agregadoras se recogen en los apartados 2.1 c), 2.2 y 2.3 b) de este anexo.

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.

La correcta configuración de las unidades de programación y de las unidades físicas, en cumplimiento con los criterios establecidos en este procedimiento de operación, así como las consecuencias de dicha configuración, serán responsabilidad propia de los participantes del mercado responsables de la gestión de las unidades.

El OS comunicará al correspondiente participante del mercado y a la CNMC cualquier irregularidad o incumplimiento por parte de los participantes del mercado en la configuración de las unidades de programación o de las unidades físicas que gestionen.

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, entendiendo 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.

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).
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 con localización eléctrica específica 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 con localización eléctrica específica. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiéndose 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, podrán constituirse en una UGH excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia para la gestión de instalaciones de pequeño tamaño.

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.

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema. En los casos en los que la solicitud no cumpla con los criterios previstos en los apartados anteriores y cuando su aceptación esté excepcionalmente justificada, el operador del sistema informará a la CNMC con carácter previo a la constitución de la UGH, acompañando la comunicación de un informe justificativo.

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.

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.

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 o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas.

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 de carácter agregador, 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 pasar a disponer de unidades físicas con localización eléctrica específica propias diferenciadas.

– Las instalaciones o conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, cuya suma de potencia instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas con localización eléctrica específica.

– 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 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 con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora 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 con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora 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 con localización eléctrica específica 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 con localización eléctrica específica como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiéndose 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.

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

En caso de instalaciones de potencia máxima mayor o igual 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, entendiéndose 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 la energía 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 y deberán presentar el mismo valor de programa durante los cuatro cuartos de una hora, independientemente de la resolución que presente el período de programación del mercado diario.

b. Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR). Las nominaciones de estos contratos podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

– 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 y podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en el 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 y podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuartohorarios en el mercado diario), las nominaciones de los PM al OS de todos los contratos bilaterales deberán recuperar las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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

Solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Solución de anomalías y republicación de correcciones.

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.

2. Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación.

2.1 Presentación de reclamaciones.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones ante el OS a través de la aplicación específica determinada por el OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos en el ámbito de la programación de la operación.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica o correo electrónico, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación específica determinada por el OS, para su consideración como reclamación formal.

2.2 Resolución de reclamaciones.

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 reserva 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.

2.3 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.

La gestión de reclamaciones (comunicación de respuesta y, en su caso, comunicación de republicación de ficheros) en el ámbito del proceso de programación se realizará también a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2.4 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, o normativa que lo modifique.

3. 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.

Asimismo, cuando en el ámbito de los sistemas informáticos o de comunicación del operador del sistema, éste identificase alguna incidencia ocasionada por los participantes del mercado mediante la utilización de sus certificados digitales previstos en el PO 9.1 y que pudiera poner en riesgo la integridad de tales sistemas informáticos o de comunicación, pudiendo afectar al correcto funcionamiento del mercado y/o de la operación del sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá realizar las actuaciones necesarias para suspender temporalmente aquellos certificados, canales de intercambios de datos o de comunicación informática. Dicha suspensión será comunicada previamente al participante del mercado responsable de la incidencia, siempre que las circunstancias lo permitan, o mediante una comunicación inmediata posterior y durará hasta la resolución de la incidencia por parte del participante del mercado.

ANEXO V

Mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema

1. Solicitud de corrección de oferta presentada por error y asignada.

Los participantes en el mercado podrán declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas a los diferentes servicios de ajuste del sistema, siempre que esta declaración de responsabilidad por un error del participante del mercado se produzca con anterioridad al avance de la liquidación inicial provisional segunda del periodo reclamado.

La declaración de responsabilidad por el error y la solicitud de corrección de la oferta se realizará por parte del participante del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2. Criterios de aceptación de la solicitud de corrección.

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. Subsanación del error.

La subsanación del error se realizará a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes y la comunicación a los participantes del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

ANEXO VI

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 todos los periodos de programación.

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 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 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 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.