

P.O. 3.1 Programación de la generación

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivadas de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de compra y de venta de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) El Programa Diario Viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones de subastas o de rondas de carácter continuo del mercado intradiario (PHF o /PHFC).
- e) La activación de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos del Mercado (SM).

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles.

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

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

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones.

4.1 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del Programa Diario Base de Casación (PDBC) resultante de la casación del mercado diario comunicado por el operador de mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa Diario Viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

4.3 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Programa Horario Final tras las sesiones de subasta del mercado intradiario (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español para los periodos de programación negociables en la correspondiente sesión de subasta. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

4.5 Programa Horario Final definitivo (PHFC): Es la programación definitiva establecida por el OS con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en cada ronda como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación. El Programa Horario Final definitivo (PHFC) corresponde a la programación horaria final, que será puesta a disposición de los Sujetos del Mercado de producción por el Operador del Sistema, en aplicación de lo establecido en el artículo 17 Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a todas las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario

operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora y durante la hora en curso.

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

4.8 Desvíos previstos en el sistema eléctrico peninsular español: Diferencia entre los valores previstos de generación y demanda y los programas agregados de generación y demanda establecidos mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y la participación en los mercados de energía y de balance.

4.9 Programa horario operativo cierre (P48CIERRE): Es el programa de las unidades de programación que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de solución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR). Asimismo, incorpora los correspondientes redespachos generados como consecuencia de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al OS, en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

- Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física, nombra al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.
- Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará sujeto nominador. La autorización al sujeto nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al sujeto nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un sujeto nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del

ámbito del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

4.11 Nominación de programas correspondientes a las casaciones realizadas en el mercado diario e intradiario.

Los Sujetos del Mercado deberán enviar al OS la nominación de programas, en unidades de programación, correspondiente a las casaciones realizadas en el mercado diario y en el mercado intradiario, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación y conforme a los medios recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

4.12 Subasta Diaria de Respaldo del acoplamiento de mercados diarios (SDR): Solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario MIBEL del resto de mercados diarios acoplados de Europa para la asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España en el horizonte diario mediante subasta explícita.

4.13 Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.14 Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Programación diaria.

5.1 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones 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.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, 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, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un Sujeto de Mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como 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 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.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y unidades de programación genéricas (UPG).

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 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 contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, 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.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España. Tras la SDR, siempre que ésta se celebre, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada sujeto 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. 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.

5.2 Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del operador del mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (Net Transfer Capacity-NTC).

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos físicos de capacidad de intercambio en el largo plazo, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación.

5.3 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

El OS establece el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a partir de:

- Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.
- La información recibida del operador del mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.3.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.3.1.1 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre unidades de programación genéricas y la unidad de programación para la importación o la exportación de su titularidad, autorizada para el SM en la interconexión Francia-España

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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.

5.3.1.2 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de unidades de programación.

5.3.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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 alterando 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.

5.3.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

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

5.3.4 Recepción de nominaciones tras el MD

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, 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:

- Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:
 - Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.
 - Modificaciones de contratos bilaterales nacionales 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 UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.
 - En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la unidad de programación genérica y la unidad en frontera.

- Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):
 - Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.3.5 Comunicación de desgloses de UP en unidades físicas (UF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) 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 de producción 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.

Este desglose de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física.

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, este desglose de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desglose de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estos desgloses. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

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

5.3.6 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I:

Los Sujetos del Mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del anexo II, o en el apartado 1.d del mismo anexo II,

en el caso de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, 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.

5.3.7 Validación de nominaciones de programas del mercado diario

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los Sujetos del Mercado y la información referente a los programas de energía contratados 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:

1. 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.
2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los Sujetos 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 sujetos 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:
 1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
 2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite

igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. 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.

5.3.8 Elaboración y publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. 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 de Sujetos del eSIOS.

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 de la generación, 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 PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.4 Transferencia del programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

- Contratos bilaterales con entrega física entre una unidad de programación genérica y una o más unidades de programación del mismo Sujeto de Mercado o de otro Sujeto de Mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

- Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de unidades de oferta genéricas asociadas a estas unidades de programación genéricas.
- Contratos bilaterales con entrega física entre unidades de programación genéricas

Para realizar la transferencia del programa de energía de las unidades de programación genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre unidades de programación genéricas, como entre cada unidad de programación genérica y las correspondientes unidades de programación. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.5 Programa Diario Viable provisional (PDVP).

El OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF a las 12:00 horas 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 SM a través de la página Web de Sujetos del 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.

Teniendo en cuenta 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 producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el Programa Diario Base de Funcionamiento (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 un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

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 la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 75 minutos tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto.

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 de la generación, 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 PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación 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 de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.7 Asignación de reserva de regulación secundaria:

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 la hora establecida a estos efectos en el anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

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 la prestación del servicio de regulación secundaria.

No más tarde de la hora establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. 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 de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

Con anterioridad al inicio del periodo de programación, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso banda adquirido el día anterior 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.

5.8 Actualización de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas:

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, 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, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información.

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. Los SM serán informados a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.9 Requerimientos de reserva de regulación terciaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación 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 del día siguiente serán publicados antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.10 Ofertas de regulación terciaria.

El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad. Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta el minuto 35 de la hora anterior a la hora de programación, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

6. Programación intradiaria.

Las sesiones del mercado intradiario podrán tener carácter continuo (rondas) o de subasta.

6.1 Elaboración del programa horario tras las sesiones de subasta (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión de subasta del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

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

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

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
2. 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.

De forma análoga al proceso descrito en ámbito diario, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente al desglose del programa de las unidades de programación en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción 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.

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

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 Programa Diario Viable y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

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

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

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 de la generación, 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 PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible, comunicándose este hecho a los SM y al OM, a los efectos oportunos.

6.2 Elaboración Programa Horario Final definitivo (PHFC).

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

- De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.
- Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.
- De los SM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación y los desgloses en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción 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.

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

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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. 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:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
2. 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.

El Programa Horario 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 rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo.

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

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

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

- En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.
- En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

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

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

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales.

A la hora de 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, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del MI, el OS establecerá de forma conjunta con el Operador del Sistema eléctrico portugués los valores de programa de intercambio resultantes en la interconexión Portugal-España.

Con posterioridad a cada ronda del mercado intradiario continuo, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión, previos a la aplicación de servicios transfronterizos de balance.

Con posterioridad a la aplicación de los servicios transfronterizos de balance, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

8. Proceso de 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) en el sistema eléctrico peninsular español para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa Horario final definitivo (PHFC) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de productos transfronterizos estándar de energías de balance, conforme a lo establecido en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

La activación de energías de balance RR se realizará conforme a lo previsto en el *“Marco de Aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RR TSO’s Proposal for the Replacement Reserves Implementation Framework -RRIF)”*, aprobado con fecha 15/01/2019 por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3(a) del Reglamento EB.

La participación en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (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.

9. Programación en tiempo real.

9.1 Programas horarios operativos (P48):

Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real:

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

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

9.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real:

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.

9.4 Modificaciones de los P48:

La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en el mercado intradiario, o
- b) Modificaciones por aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- c) Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.
- d) 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.
- e) Modificación por aplicación de mecanismos de servicios transfronterizos de balance entre sistemas eléctricos.
- f) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos, conforme a lo establecido en el procedimiento de comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.
- g) Comunicación fehaciente del Sujeto de Mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- h) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un Sujeto de Mercado.
- i) Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos

9.5 Desglose de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

De forma análoga al proceso descrito en el ámbito diario e intradiario, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa en tiempo real como consecuencia de las asignaciones en los mercados de balance de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación 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.

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

10. Programa cierre (P48CIERRE).

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

11. Información al OM y a los Sujetos del Mercado.

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, 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 Sujetos del Mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación, se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de unidad de programación (UP) y unidad de programación genérica (UPG).

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este procedimiento de operación.

Las unidades de programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará unidad física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el anexo II de este procedimiento. Permiten

también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el anexo II de este procedimiento se define también la unidad de programación genérica (UPG), la Unidad de Programación Porfolio (UPP) y los posibles usos de la misma.

La unidad de programación (UP) y, en su caso, la unidad de programación genérica (UPG) o la Unidad de Programación Porfolio (UPP) son también la unidad básica fundamental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del OS.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el OS una vez sean aceptadas como unidad de programación, unidad de programación genérica y/o Unidad de Programación Porfolio (UPP) del sistema eléctrico español.

Cada unidad de programación y cada unidad de programación genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación. Las Unidades de Programación Porfolio podrán tener asociados programas de energía correspondientes a la contratación en el mercado intradiario continuo.

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la unidad de programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación existente entre unidades físicas, unidades de programación y, en su caso, los «Códigos de la instalación de producción a efectos de liquidación» (CIL).

12.2 Titular de la unidad de programación (o de una unidad de programación genérica).

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la unidad de programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las unidades de programación definidas en el apartado 1 e) del anexo II de este procedimiento, correspondientes a sujetos representantes, comercializadores de referencia o comercializadores, el titular de dicha unidad de programación será el propio sujeto representante, comercializador de referencia o comercializador.

En el caso de unidades de programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de unidades de programación genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

12.3 Representante de la unidad de programación (o unidad de programación genérica/porfolio):

El representante de una unidad de programación será un Sujeto de Mercado designado por el sujeto titular de la unidad de programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio (representación indirecta) o en nombre ajeno (representación directa), en el mercado de producción de energía eléctrica utilizando para ello las mismas unidades de programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el anexo II.

La designación del sujeto representante de la unidad de programación se efectuará mediante la presentación por el sujeto titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

12.4 Sujeto del mercado de las unidades de programación (o unidades de programación genérica/porfolio):

El Sujeto de Mercado de la unidad de programación será el responsable de dicha unidad de programación en el mercado de producción.

Deberá ser entendido como aplicable a los sujetos titulares y a los representantes de unidades de programación.

Corresponderá al Sujeto de Mercado:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación o modificación de sujeto representante para la gestión de dicha unidad de programación.
- c) Comunicar al OS la nominación de los programas horarios de energía de dicha unidad de programación, comunicando, además, en su caso, las unidades de programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS el desglose de los programas por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información.

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 sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

- *Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información.*

Concepto	Hora
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 9:00 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales:	
- Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 10:15 horas
Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el MD (ATC).	≤ 10:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:	
- Nominaciones de contratos bilaterales después del MD.	
- Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.	
	≤ 13:20 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación del PDBC)
En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera.	
Envío de los SM al OS del programa correspondiente a:	
- Desgloses de UP en UF.	
- Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	
Publicación PDBF.	≤ 13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBC)
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 SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad	≤ 14:45 horas
Publicación PDVP.	≤ 14:45 horas a) (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 14:45 horas
Presentación de ofertas de 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)
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

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 de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP, PHF y PHFC), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. 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.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del 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 SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

- *Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones de subastas del mercado intradiario.*

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Cierre de sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Recepción de nominaciones por UP y desgloses de programa (*)	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación...	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios)	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(*) 15 minutos desde la recepción de la casación

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

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

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

1. Unidades de programación para la entrega de energía

- a) Grupo térmico no incluido en el apartado d de este anexo de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW:

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente, entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente, en los siguientes tipos: nuclear, gas natural-ciclo combinado, carbón-hulla sub-bituminosa o lignito, carbón-hulla antracita, fuel y gas natural.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento, correspondiendo cada modo a una configuración de funcionamiento.

Con carácter excepcional, el Operador del Sistema podrá solicitar que determinados grupos térmicos de potencia neta inferior a 100 MW, por su relevancia para la operación del sistema, se constituyan en una unidad de programación.

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquéllas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en el 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) que pertenezcan a una misma unidad de gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada unidad de gestión hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas, entre las que pueden estar incluidas instalaciones de bombeo mixto, que por su propia naturaleza no pueden desligarse de la gestión integrada de cuencas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

c) Unidades de generación pertenecientes a centrales reversibles de bombeo:

Se constituirá una única unidad de programación para el conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

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

Esta unidad de programación para la entrega de energía será diferente de la unidad de programación (y de las correspondientes unidades físicas) que se asignará (o asignarán) a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

Las instalaciones pertenecientes a centrales reversibles de bombeo se clasificarán a nivel de unidad física en instalaciones asociadas a bombeo puro. A estos efectos y para las instalaciones inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se utilizará la información establecida a este respecto en el citado registro.

d) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW:

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y cuya potencia neta o suma de potencias netas de las instalaciones que conforman una misma agrupación sea superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de

programación para la entrega de energía, por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido 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	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su combustible principal, obtenida del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación de cada Sujeto de Mercado estará compuesta a su vez por una o más unidades físicas con el mismo tipo de producción que la unidad de programación.

Se considerarán como unidades físicas:

- Cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. 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 con el mismo combustible.
- Cada conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c 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.

Adicionalmente, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso se deberán distinguir, de forma específica,

tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.
- 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

Asimismo, en el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto de Mercado dispondrá de la correspondiente unidad de programación específica con una o varias unidades físicas, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados.

- e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW y que no forman parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido 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	

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en

el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta por una única unidad física que agrupará a todas las instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW del mismo tipo de producción y Sujeto de Mercado. Se entenderá como instalación, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Asimismo, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.
- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el Sujeto de Mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación específica integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de programación para la importación de energía:

Cada sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico español dispondrá de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía.

Consideraciones sobre el Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

El Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación que representan a unidades de generación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español, a las que se refieren los apartados 1.a, 1.b, 1.c y 1.d anteriores, podrá ser, en cumplimiento de la legislación vigente:

- El propio Sujeto de Mercado productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida. En el caso del Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación referidas al apartado 1.d, será obligatorio dar de alta el Sujeto de Mercado titular, el representante, en el caso

de que sea necesario, así como la relación entre éstos y las unidades de programación.

- Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.
- Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de Sujetos del Mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.
- Un Sujeto de Mercado comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el Sujeto de Mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un representante o un comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de representante o comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del productor.

Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia:

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

- El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado real decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.
- El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el régimen retributivo específico, mediante un

certificado de una entidad reconocida por la administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El Sujeto de Mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

- El OS considerará el carácter fluente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluente, salvo acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.
- El OS considerará como generación hidráulica gestionable las instalaciones hidráulicas inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y las instalaciones de la sección segunda en las que aparezca dicha categoría b y tipo embalse en su inscripción en el registro. El resto de instalaciones hidráulicas serán consideradas como no gestionables.

2. Unidades de programación para la adquisición de energía.

a) Adquisición de energía por comercializadores:

Cada sujeto comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por consumidores directos en mercado:

Cada sujeto consumidor directo en mercado 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 con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada sujeto 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 sujeto 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.

c) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo:

Cada Sujeto de Mercado será titular de una única unidad de programación para la adquisición 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 estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

d) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares.

Cada sujeto del Mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la adquisición del consumo horario de servicios auxiliares de todos los servicios auxiliares de sus instalaciones de generación, entendiéndose por servicios auxiliares los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 1.a, 1.b y 1.c. de este anexo, cada Sujeto de Mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para adquisición de energía para los consumos auxiliares por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos auxiliares se realizará cuando el saldo neto horario de energía sea consumidor.

e) Unidades de programación para la exportación de energía:

Cada sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico español a sistemas externos será titular de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización.

f) Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear:

Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular 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.

3. Unidades de programación genéricas.

Cada sujeto podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica que permitirá la programación de entregas o tomas de energía por sujeto en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

4. Unidades de programación porfolio.

Cada Sujeto de 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.

5. Identificación de unidades de programación y unidades físicas

Cada unidad de programación o unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) n.º 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) n.º 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).

ANEXO III

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el Operador del Sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los Sujetos del Mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de referencia) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de Sujetos del eSIOS.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el OS deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

ANEXO IV

Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema

Una vez publicados los resultados de los procesos de asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema, los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a estos procesos mediante la aplicación “*Gestión de Reclamaciones*” puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico establecidas específicamente a estos efectos, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática “*Gestión de Reclamaciones*”, para su consideración como reclamación formal.

El OS gestionará en un plazo no superior a tres días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al sujeto que ha presentado la misma. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el Sujeto de 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 sujeto 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 a 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 la Disposición Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.