

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

8827 *Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET.*

El artículo 3.1.k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, aprobar por medio de resolución del Secretario General de Energía, actualmente Secretario de Estado de Energía, las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios para la gestión económica y técnica del sistema.

Por su parte, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece, en su artículo 31, que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

La disposición adicional tercera del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica establece que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental indicadas en el párrafo anterior deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Al amparo tanto de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad como del Reglamento Europeo (CE) n.º 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, se vienen desarrollando iniciativas regionales como paso previo al establecimiento de un mercado interior de electricidad a nivel europeo.

España se encuentra englobada, junto con Portugal y Francia, en la Iniciativa Regional Sudoeste de Electricidad, SWE ERI, y se vienen desarrollando trabajos enfocados a la integración de estos mercados, con la participación de los reguladores, operadores del sistema y de mercado y de los sujetos de los tres países.

En el año 2009, por iniciativa de diversos operadores de mercado europeos, entre los que se encuentra el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, se lanzó el proyecto PCR (Price Coupling of Regions) con el objeto de armonizar los diversos mercados eléctricos europeos mediante el uso de un algoritmo común de casación.

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad del día 28 de noviembre de 2011 refrendó su compromiso de llevar a cabo las actuaciones precisas a fin de que el Mercado Ibérico de Electricidad, o MIBEL, esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia).

Entre dichas actuaciones se encontraban las conducentes a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario hasta las 12:00 CET, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados. Este cambio conlleva adaptar asimismo el horario de los mercados subsiguientes como son el mercado intradiario, los servicios de ajuste, y el proceso de restricciones técnicas, así como de los procesos de programación y nominación. Se identificaron asimismo otros contenidos y plazos para las modificaciones normativas

requeridas en consecuencia en Portugal y España, con el objetivo inicial de finalizar el proceso en junio de 2012, de modo que la implantación en el MIBEL del algoritmo de casación único, común a todos los mercados participantes, pudiera tener lugar en el segundo semestre de 2012, en paralelo con su adopción en la región NWE.

Aunque estos plazos se han venido dilatando, se mantiene por partes de los operadores del sistema y operador del mercado de la región NWE, según se ha puesto de manifiesto en diferentes declaraciones, el objetivo de proceder al acoplamiento de mercados en dicha zona en noviembre de 2013.

Asimismo, es firme el compromiso del Consejo de Reguladores del MIBEL de llevar a cabo los pasos necesarios a fin de que el MIBEL esté asimismo en disposición de acoplarse y, en este contexto, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitió en octubre de 2012 sendos escritos al operador del mercado y al operador del sistema, mediante los cuales se les instaba a proponer las modificaciones necesarias en las Reglas del Mercado y los Procedimientos de Operación del Sistema, respectivamente, para establecer la hora de cierre del mercado diario a las 12h00 CET.

Con fecha 13 de diciembre de 2012, «Red Eléctrica de España, S.A.» como operador del sistema, remitió a la Secretaría de Estado de Energía la propuesta solicitada. Los procedimientos de operación enviados contienen las modificaciones necesarias para adaptarse al cambio de la hora de cierre del mercado diario desde las 10:00 a las 12:00 con el objetivo armonizar a nivel europeo la hora de cierre de las sesiones de negociación de los mercados eléctricos.

La citada propuesta fue remitida a la Comisión Nacional de Energía para la emisión de informe en virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. El Consejo de la citada Comisión aprobó en su sesión del día 18 de abril de 2013 el «Informe 7/2013 de la CNE sobre la propuesta de modificación de los procedimientos de operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.8 y P.O.3.9, para contemplar el cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET».

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del Sistema P.O.-3.1 programación de la generación, P.O.-3.2 resolución de restricciones técnicas, P.O.-3.8 participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema y P.O.-3.9 contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir, previa consideración de los comentarios de los representantes de todos los sujetos del sistema.

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, resuelve:

Primero.

Se aprueban los procedimientos de operación del Sistema P.O.-3.1 programación de la generación, P.O.-3.2 resolución de restricciones técnicas, P.O.-3.8 participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema y P.O.-3.9 contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir, que se insertan a continuación.

Segundo.

Se establece un periodo de pruebas para la adaptación a la nueva hora de cierre del mercado diario que se iniciará en la fecha que surte efectos la resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado

diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el cambio de hora de cierre del mercado diario, y que concluirá el 15 de octubre de 2013, fecha efectiva de entrada en vigor de la nueva hora de cierre del mercado diario de acuerdo a dicha resolución.

Tercero.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Cuarto.

A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los procedimientos de operación del Sistema P.O.-3.1 programación de la generación y P.O.-3.2 resolución de restricciones técnicas aprobados por la Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, el P.O.-3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema, aprobado por Resolución de 19 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema, y el P.O.-3.9 contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir, Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O.-3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir».

Madrid, 1 de agosto de 2013.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

ÍNDICE DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- P.O.-3.1 Programación de la generación.
- P.O.-3.2 Resolución de restricciones técnicas.
- P.O.-3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema.
- P.O.-3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

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 derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición 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) utilizadas en el proceso de programación de la generación y 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 del mercado intradiario (PHF).
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- 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).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

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 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 resultante de la casación del mercado diario comunicado por el 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 resolución de las restricciones por garantía de suministro y las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio posterior generación-demanda.

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 en 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 (PHF): Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones

firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

4.5 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de unidades de programación correspondientes a 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.

4.6 Restricción por garantía de suministro: Se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía de suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

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.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones técnicas y la gestión de los servicios de ajuste del sistema.

4.8 Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias importantes entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Para la resolución de estos desvíos generación-consumo se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establece la gestión de los servicios de regulación frecuencia-potencia, y también, cuando así sea aplicable, el mecanismo de gestión de desvíos generación-consumo, establecido igualmente en los procedimientos de operación.

4.9 Programa cierre (P48CIERRE): Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del programa diario base de funcionamiento y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución 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 gestión de desvíos generación-consumo.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: La nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física consiste en la comunicación por Unidad de Programación de dichos contratos bilaterales al Operador del Sistema en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

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 Operador del Sistema:

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, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

5. Programación previa al día de operación

5.1 Integración de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.1.1 Establecimiento de los contratos bilaterales para la nominación del ejercicio de las opciones adjudicadas en las subastas de emisiones primarias de energía: Mensualmente, con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de cada mes, la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP) comunicará mediante el sistema de nominación indirecta al OS:

La relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identificación Code (EIC).

El valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, y el periodo de validez de esta información.

En este caso, a efectos de la nominación indirecta de los programas de energía, se considera que la Entidad Agregadora de las Subastas de Emisiones Primarias (EASEP) forma parte de los contratos bilaterales con entrega física (CBEP) conforme a los acuerdos que se establezcan entre esta entidad y los SM autorizados para participar en las Subastas de Emisiones Primarias.

Una vez recibida la información anteriormente mencionada de la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP), el OS generará automáticamente en su sistema de información los correspondientes contratos bilaterales con entrega física asociados a la tenencia de opciones de compra de energía (CBEP), entre cada uno de los SM vendedores y aquellos SM tenedores de dichas opciones de compra de energía, para la ejecución del proceso de nominación de programas posterior al ejercicio de dichas opciones de compra de energía primaria.

Los CBEP generados tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la EASEP al OS para cada pareja comprador-vendedor y tendrán validez durante el periodo comunicado por la EASEP pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien, ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas comunicaciones de la EASEP, manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBEP utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPG), tanto para el SM vendedor como para el SM comprador, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del Operador del Sistema. El alta de estas UPG deberá ser solicitada al OS por los SM de acuerdo con lo establecido a este respecto en los procedimientos de operación, y será comunicada al OM mediante los medios y plazos establecidos.

El OS validará que la información recibida de la EASEP se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPG para el periodo de validez indicado en la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la EASEP será rechazada.

El OS, una vez dados de alta estos CBEP en su sistema de información, pondrá a disposición de cada SM la información correspondiente a estos contratos bilaterales, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos.

En caso de que la EASEP comunique al OS la cancelación anticipada de un contrato CBEP con un SM, la EASEP dejará de enviar al OS, a partir de la fecha en que sea efectiva la cancelación, la nominación del CBEP afectado.

En caso de que el OS, según lo indicado en los procedimientos de operación, suspenda la participación en el mercado de un SM, se aplicará lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente respecto a la suspensión del SM en el mercado, comunicándose además, esta suspensión, al Operador del Mercado y, en su caso, a las entidades facultadas para la nominación de contratos bilaterales. Durante el periodo de suspensión se impedirá realizar la nominación diaria de contratos bilaterales que en su caso estuvieran vigentes. Cuando finalice la suspensión del SM, este hecho será nuevamente comunicado por el OS a las entidades anteriormente mencionadas.

5.1.2 Nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía de las subastas de emisiones primarias: La nominación al OS de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria será realizada por la EASEP, bajo el principio de nominación indirecta, antes de las 8:45 h del día D-1, conforme a los acuerdos establecidos entre la EASEP, los SM vendedores y los SM compradores tenedores de opciones de compra de energía derivadas de su adjudicación directa en las subastas de emisiones primarias de energía, o de la transferencia bilateral posterior de dichas opciones.

El OS verificará que los CBEP asociados al ejercicio de opciones de compra de energía primaria son nominados para cada periodo de programación por un valor no superior a la potencia máxima del correspondiente CBEP en dicho periodo. En caso contrario, la nominación de este contrato bilateral será considerada no válida y será rechazada. Tras esta verificación, el OS pondrá a disposición de los SM vendedores y compradores el resultado de las nominaciones válidas de los CBEP, realizadas por la EASEP y correspondientes al ejercicio de las opciones de compra de energía por parte de los sujetos tenedores de dichas opciones.

5.2 Subasta explícita diaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e Intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión: Dos días hábiles antes del día de suministro, antes de las 16:00 h, 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 procedimiento de operación por el que se establece la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España y en las Reglas Conjuntas de Asignación de Capacidad en la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de las 7:45 h del día D-1, 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 del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa automática en la subasta diaria de los derechos físicos de capacidad correspondientes.

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 de venta de energía para importación (o la Unidad de Programación de compra de energía para exportación) y Unidades de Programación Genéricas o Unidades de Programación físicas.

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 automática en la correspondiente subasta diaria. 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.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad que serán ofrecidos, en uno y otro sentido de flujo, en la subasta explícita diaria.

Finalmente, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a ejecutar la subasta explícita diaria, comunicando a continuación los resultados de la misma, y las correspondientes autorizaciones para la programación, a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad.

Tras la subasta explícita diaria, el OS pondrá a disposición del OM el valor de capacidad de intercambio asignada como resultado de la subasta explícita diaria para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario.

5.3 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 física del mismo sujeto titular o de otro sujeto titular 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 dos unidades de programación genéricas, como entre cada Unidad de Programación Genérica y las correspondientes Unidades de Programación física. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación física 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.

5.4 Publicación de información previa al MD: Con una antelación no inferior a una hora respecto al cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, 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 fronteras en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC).

En las fronteras para las cuales existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la información de capacidad puesta a disposición del OM y los plazos de comunicación de esta información serán los que se indiquen en los procedimientos de operación que regulan la resolución de congestiones en dichas fronteras.

Asimismo, el operador del sistema pondrá diariamente a disposición de cada uno de los sujetos del mercado, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal, publicado de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, que sea necesario considerar en razón de la evolución de las previsiones de la demanda y/o de las entregas de producción de origen renovable, y/o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones de producción y/o elementos de la red de transporte.

5.5 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.

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

5.5.1.1 Contratos de emisiones primarias de energía, en el caso de que éstos se realicen mediante entrega física: Con una antelación no inferior a las 20:30 horas del día D-2, en caso de que el ejercicio de las opciones correspondientes a las subastas de emisiones primarias se realice mediante entrega física de energía:

La EASEP realizará el primer envío a REE de la información necesaria para la nominación de programas de los CBEP para el día D.

Antes de las 8:45 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 8:55 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales con entrega física (CBEP) correspondientes al ejercicio de opciones de compra de energía primaria. La nominación de programas de estos contratos bilaterales de tipo CBEP establecidos entre las unidades de programación genéricas (UPG) de los correspondientes sujetos vendedores y compradores, será realizada, bajo el principio de nominación indirecta, por la EASEP.

Antes de las 08:50 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición de los SM:

La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos en cada caso.

En caso de detectarse alguna anomalía en relación con la nominación de los CBEP, los sujetos del mercado tendrán de plazo hasta las 9:20 horas del día D-1 para ponerlas de manifiesto a la EASEP.

En caso de anomalías en la nominación, la EASEP podrá enviar al OS nuevas nominaciones de los contratos bilaterales de tipo CBEP. La hora límite para la recepción en el OS de nominaciones de los contratos bilaterales CBEP son las 9:30 horas del día D-1.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física tipo CBEP que se hayan recibido de la EASEP una vez realizada la validación correspondiente.

5.5.1.2 Contratos internacionales: Antes de las 7:45 horas del día D-1:

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. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Físicas o Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional 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 fuera del ámbito del MIBEL con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

Contratos bilaterales internacionales con entrega física comunicados con anterioridad al mercado diario en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria en la interconexión Francia-España. El SM podrá comunicar estos contratos bilaterales internacionales mediante la utilización de unidades de programación físicas (UP) o de Unidades de Programación Genéricas de tipo UPG.

Las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Estas notificaciones serán realizadas exclusivamente al Operador del Sistema eléctrico español. Para ello, los sujetos comunicarán al Operador del Sistema eléctrico español la ejecución de contratos bilaterales entre una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico español y una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico portugués. El Operador del Sistema eléctrico español pondrá esta información a disposición del Operador del Sistema eléctrico portugués.

5.5.1.3 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.

5.5.2 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 portugués, en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM la siguiente información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física:

Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas coordinadas entre ambos OS, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Asimismo, 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 nominados ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso en que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, nuevos envíos de esta información alterando la ya enviada. 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.

5.5.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM: Antes de las 11:00 horas de cada día, 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 venta y de adquisición 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 los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

5.5.4 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 30 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.

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).

Nominaciones de programas asociados a las restricciones por garantía de suministro:

Nominaciones de los programas de producción por unidad de programación de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más unidades de programación.

5.5.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas por UGH: 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:

Los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones 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 desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por unidad de gestión hidráulica (UGH) que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada UGH durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

5.5.6 Elaboración y publicación del programa PDBF: 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 titulares de 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.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurrida 1 hora 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.

5.6 Recepción de información tras el PBF: Antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del PDBF, los SM deberán comunicar al OS el programa de venta de energía establecido en el PDBF necesario para el consumo de gas siderúrgico de aquellas unidades de programación de régimen ordinario, no incluidas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y que utilicen como parte del combustible para la generación gas siderúrgico.

5.7 Programa diario viable provisional (PDVP): Una vez publicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Este periodo de recepción de ofertas se mantendrá abierto durante 30 minutos.

Teniendo en cuenta las limitaciones de programa que puedan ser requeridas por razones de seguridad del sistema eléctrico, el OS procederá, en primer lugar, a realizar las modificaciones de programa necesarias para incluir, la generación térmica con las unidades de programación correspondientes a las centrales de carbón autóctono de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal por restricciones por garantía de suministro, en su caso actualizado.

A continuación, el OS, teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico 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 aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución 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 por el que se establece el proceso de resolución 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 resolución de restricciones técnicas.

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y la posterior resolución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a aplicar una reducción de los valores programados para compensar aquella energía incorporada para la resolución de las restricciones por garantía de suministro que no haya sido ya directamente compensada por las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del PDBF respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad, mediante el mecanismo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Finalmente, 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 resolución 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 2 horas 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 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 PDVP, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDVP, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, 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 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.

5.8 Subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

5.8.1 Primera Subasta Intradiaria de Capacidad: Una vez publicado el PDVP, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta explícita diaria aplicada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

Una vez realizado el intercambio de información con el operador del sistema eléctrico francés el OS pondrá a disposición del OM la capacidad efectivamente nominada en los sistemas eléctricos francés y español al objeto de que esta información sea tenida en

cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte diario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio. Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la primera subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

5.8.2 Segunda Subasta Intradiaria de Capacidad: Una vez publicado el PHF correspondiente a la quinta sesión del Mercado Intradiario de producción español, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados en los plazos establecidos por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la primera subasta explícita intradiaria realizada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte intradiario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la segunda subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada esta segunda subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación como resultado de esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas para las cuatro primeras horas de la primera sesión y en la sexta sesión del mercado intradiario.

5.9 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.

5.10 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.

5.11 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 las 21:00 horas del día D-1.

5.12 Ofertas de regulación terciaria: Antes de las 23:00 horas del día D-1, 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.

6. Mercado Intradiario (MI)

En el horario establecido en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio asignada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la subasta explícita intradiaria de capacidad en la interconexión Francia-España aplicable a dicha sesión del MI, al objeto de que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas a dicha sesión del MI.

Las unidades de programación afectas a contratos bilaterales con entrega física podrán efectuar ajustes de programa mediante la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía en las diferentes sesiones del MI.

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 el mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español con los programas de energía contratados en el mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones del mercado intradiario correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas, para las unidades de oferta localizadas al sistema eléctrico peninsular español, de cada una de las sesiones del MI, el OS recibirá de los sujetos titulares, la misma información facilitada por éstos para la elaboración del PDBF:

Nominaciones de programas 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, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI:

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 irán 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.

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

El OS, teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, las resolverá seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como la retirada de aquellas otras ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español adicionales necesarias para el posterior reequilibrio del programa resultante de dicha sesión del MI.

El programa PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior. El programa PHF mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado intradiario.

El OS procederá a publicar el programa horario final (PHF), con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al inicio del horizonte de aplicación de la correspondiente sesión del MI, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

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.

En aquellos casos en los que, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los SM, al OM, a los efectos oportunos.

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 por sujeto 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 del MI, el OS intercambiará con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos la información de las nominaciones de programas de energía de los SM, al objeto de establecer de forma conjunta 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.

8. *Gestión de desvíos*

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o en la previsión de la producción de régimen especial no gestionable y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

La solución de estos desvíos abarcará como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del MI.

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 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 las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o la producción de origen eólico hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica programadas resultantes de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del sujeto titular de una unidad de producción, o de una unidad de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- f) 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 del mercado.

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

10. Programa cierre (P48CIERRE)

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los sujetos titulares de unidades de programación el programa cierre (P48CIERRE) correspondiente a los programas finales de producción y consumo resultantes de los diferentes mercados y de la participación en los servicios de ajuste del sistema.

11. Información al OM y a los sujetos del mercado

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM 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: La Unidad de Programación 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 la Unidad de Programación Genérica (UPG) para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

La Unidad de Programación (UP) y, en su caso, la Unidad de Programación Genérica (UPG) es también la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del Operador del Sistema.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el Operador del Sistema una vez aceptadas como Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica del sistema eléctrico español.

Una misma Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica podrá tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación (transacción gestionada en el mercado organizado y una o más transacciones afectas a contratos bilaterales con entrega física).

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.

En el caso de unidades de producción de régimen especial, las Unidades de Programación estarán constituidas por una o más Unidades Físicas. Estas Unidades Físicas estarán compuestas a su vez por un conjunto de unidades de generación de régimen especial que comparten el mismo código RAIPRE (Código del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial) y también el régimen económico de venta de energía. Cada una de estas unidades de generación estará identificada por su código CIL (Código de la Instalación a efectos de la Liquidación). El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de Energía la relación existente entre Unidades Físicas, unidades de generación y códigos CIL.

12.2 Titular de la Unidad de Programación: El titular de la Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) será el Sujeto del mercado responsable de dicha Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) en el mercado de producción español.

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 agregadoras, que se definen en el Anexo II, correspondientes a Sujetos Representantes, Comercializadores de Último Recurso o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Representante, Comercializador de Último Recurso o Comercializador.

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

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), los titulares de la Unidades de Programación Genéricas serán, respectivamente, el SM vendedor y el SM tenedor de opciones de compra de energía.

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 del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

- 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 de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.
- c) Comunicar al OS 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 los programas desagregados 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.

12.3 Representante de la Unidad de Programación: El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio o en nombre ajeno, en el Mercado de Producción Español 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.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el sujeto representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

En aquellos casos en los que un Comercializador integre en el mercado producción nacional de régimen ordinario, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como representante del Sujeto titular de dichas Unidades de Programación.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el operador del sistema 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

1. Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información

Concepto	Hora
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia –España y, en su caso, en la interconexión Portugal-España (Día D-2 o anterior).	D-2. ≤ 16:00 horas.
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.	≤ 7:45 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 cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 08:15 horas.
En su caso, la EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP con entrega física formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	≤ 8:45 horas.
En su caso, el OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP.	≤ 08:50 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. Contratos bilaterales internacionales con entrega física en uso de los derechos físicos de capacidad diaria en la interconexión Francia-España que hayan comunicado dicho contrato con anterioridad al mercado diario. En su caso, las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados en las subastas explícitas en la interconexión Portugal–España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos. Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:50 horas.
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 11:00 horas.

Concepto	Hora
En su caso, el OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM: La información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas. Los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC).	≤ 11:00 horas.
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD, y de la capacidad asignada en subasta diaria en las interconexiones con procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	
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. Nominaciones de los programas de producción por UP de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más UP. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: Desagregaciones de UP en UF. Potencia hidráulica máxima de UGH.	≤ 13:00 horas. (en todo caso, hasta 30 min. tras la publicación del PDBC).
Publicación PDBF.	≤ 14:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDBC).
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	Hasta 30 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, fuera del ámbito del MIBEL, sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 16:00 horas.
Publicación PDVP.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 120 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas.
Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir.	Tras publicación del PDVP.
Presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir.	Hasta 30 min tras publicación de los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir.
Asignación de reserva de potencia adicional a subir.	≤ 17:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDVP).
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la publicación del PDVP, o en su caso, hasta 30 minutos tras la publicación de los resultados de la asignación de reserva de potencia adicional a subir).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 17:45 horas.
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 y 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 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.

2. Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones del mercado intradiario

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación.	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	20:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(22-24 y 1-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

3. Horarios del sistema coordinado de subastas explícitas de capacidad diarias e intradiarias en la interconexión Francia-España

	Subasta diaria (D-1)	1. ^a Subasta intradiaria (D-1)	2. ^a Subasta intradiaria (D)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida.	7:45	15:00	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	7:55-8:05	15:35-15:40	10:35-10:40
Publicación de la especificación de la subasta	8:35	16:05	11:05
Apertura periodo recepción ofertas	8:45	16:15	11:15
Cierre periodo recepción ofertas	9:15	16:45	11:45
Comunicación resultados de la Subasta a los SM	9:30	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las capacidades asignadas	9:30	17:15	12:15

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Unidades de programación para la adquisición de energía

Son las correspondientes a comercializadores de último recurso, consumidores directos en mercado, consumo de bombeo, comercializadores, representantes en nombre propio, consumo de productores y exportación de energía a sistemas externos.

a) Unidad de Programación para la adquisición de energía por comercializadores de último recurso: Cada Sujeto Comercializador de último recurso con suministro a tarifa o de último recurso será titular de una única Unidad de Programación para el suministro de sus clientes para el suministro de último recurso.

b) Unidad de Programación para la adquisición directa 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 es Sujeto de Liquidación.

c) Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo: Cada Sujeto Productor propietario de una instalación de bombeo será titular de una única Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo del conjunto de grupos acoplados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta Unidad de Programación para consumo de bombeo de dicho conjunto de grupos, será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación de la producción correspondiente al proceso de turbinación de ese mismo conjunto de grupos de bombeo.

d) Unidad de Programación para la adquisición de energía para suministro a consumidores nacionales por comercializadores o representantes en nombre propio y por cuenta ajena: Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de una única Unidad de Programación para el suministro a todos sus clientes consumidores directos dentro del sistema eléctrico peninsular español.

En el caso de que un consumidor directo en mercado con representación en nombre y por cuenta ajena ante el operador del mercado opte por ser representado, el correspondiente representante podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

e) Unidad de Programación para la adquisición de energía por productores (consumos auxiliares): Cada Sujeto Productor podrá ser titular de una Unidad de Programación para la adquisición de energía para el suministro de todos aquellos servicios auxiliares de sus instalaciones que no sean alimentados desde sus propias unidades de producción, entendiéndose por servicios auxiliares los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (carga, arranque, parada y emergencia), incluyendo los suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central, las instalaciones de control, las telecomunicaciones, las instalaciones mecánicas y la fuerza y alumbrado.

f) Unidad de Programación para la adquisición de energía para la exportación desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de exportación de energía a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización, ó bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de exportación a través de dicha interconexión.

g) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado con intención de su exportación al sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía a Francia será titular también de una Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su exportación al sistema eléctrico francés.

h) Unidad de Programación para la 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.

2. Unidades de programación para la venta de energía

Son las correspondientes a instalaciones de producción nacional, pertenecientes al régimen ordinario y régimen especial, importaciones y ventas en el mercado diario de excesos de compras a plazo de comercializadores de último recurso.

a) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de centrales térmicas de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada central térmica, entendiéndose bajo el término de central térmica una instalación de producción de energía eléctrica que puede funcionar de forma separada del resto de instalaciones de producción con las que puede compartir el mismo nudo de conexión a la Red de Transporte o a la Red de Distribución.

Una Unidad de Programación Térmica estará así compuesta normalmente de una sola unidad física, 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 turbinas los componen.

El titular de estas Unidades de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de la central, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

b) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de unidades de gestión hidráulica de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación que se denominará Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

c) Unidad de Programación para la venta de producción de centrales reversibles de bombeo de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada conjunto de grupos asociados a una central reversible de bombeo que evacue en un determinado nudo de la Red de Transporte o de Distribución y sea propiedad del mismo Sujeto Productor o conjunto de sujetos productores.

Esta Unidad de Programación de venta de energía será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, el comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario de forma que su actuación será similar a la de un Sujeto Representante.

d) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través del Sujeto Productor: Se constituirá una Unidad de Programación de producción de régimen especial en mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial como tipos de producción compongan su parque de generación de modo que cada Unidad de Programación integre en el mercado la producción de un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo y sujeto productor se asignará a dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios potestativos.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación.

e) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio: Cada Sujeto Comercializador o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial en régimen económico de mercado como tipos, conforme a la clasificación operativa establecida por el OS, compongan el parque de generación con el que haya establecido contratos de comercialización o bien de representación en nombre propio por cuenta ajena, de modo que cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integre en el mercado la producción correspondiente a un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo se asignará a, dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación, que será integrada en el sistema por su Sujeto Representante o Comercializador.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

f) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial bajo régimen económico de tarifa integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Productor, Representante en nombre propio o Comercializador: Cada Sujeto Propietario o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de, como máximo, tres Unidades de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de tarifa por cada uno de los tipos, de unidades de programación establecidas y publicadas por el Operador del Sistema en la web de sujetos del mercado del eSIOS, que compongan el parque de generación de régimen especial a tarifa que integre en el mercado. La primera de ellas integrará la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que estén exentas del pago del coste de desvíos, la segunda integrará la

producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que no estén exentas del pago del coste de desvíos y la tercera integrará la producción de unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW. De esta forma cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado la producción correspondiente a la producción de un mismo tipo, rango de potencia y de una misma forma de liquidación de los desvíos.

Previa petición justificada del Sujeto Propietario o Representante, autorizada por el OS, o bien por iniciativa directa del OS, las Unidades de Programación que integran la producción de las unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW podrán integrar la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos.

Como caso excepcional respecto a lo recogido en el apartado 12.1 en relación con la composición de las Unidades de Programación de régimen especial, las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos y las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW exentas del pago de desvíos estarán integradas, cada una de ellas, por una única Unidad Física agregadora cuya potencia total corresponderá a la suma de las potencias de las unidades de generación que componen la mencionada Unidad Física.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

g) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial correspondiente a instalaciones a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del R.D. 661/2007 a través de Sujeto Productor o Representante en nombre propio.

De acuerdo con la normativa vigente, el régimen económico de precio de mercado es aplicable a las instalaciones durante su funcionamiento en pruebas (art. 14.2 del R.D. 661/2007), a las instalaciones que han sido inscritas de forma definitiva en el Registro Administrativo de Producción en Régimen Especial con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología (art. 22.2 del R.D. 661/2007) y a otras instalaciones en los términos que puedan ser establecidos por la regulación.

Se constituirán dos Unidades de Programación de producción de régimen especial bajo el régimen económico de precio de mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. La primera de ellas integrará a aquella generación de un mismo tipo que se encuentre en pruebas y la segunda, integrará al resto de generación de un mismo tipo. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular de tantas Unidades de Programación de régimen especial, a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del R.D. 661/2007, como tipos de producción compongan su parque de generación y situación de pruebas.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

h) Unidad de Programación de venta de energía para la importación desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico: Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico será titular de una 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, o bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de importación a través de dicha interconexión.

i) Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad:

Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde Francia será titular también de una Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés.

Cabe destacar que las instalaciones que tengan suspendido temporalmente el régimen económico que les aplica, bien por causa de los incumplimientos a los que se refiere la normativa en los artículos 18, 23.6 y 50 del R.D. 661/2007 (incumplimiento de la obligación de adscripción a centros de control, incumplimiento del registro documental o fraude en los porcentajes de hibridación y por incumplimiento en el rendimiento eléctrico equivalente), o bien por aplicación de la petición voluntaria de suspensión establecida en el artículo 49 del R.D. 661/2007, permanecerán bajo la Unidad de Programación correspondiente a la opción de venta que hubieran elegido previamente.

3. Unidades de programación genéricas

a) Unidades de Programación Genéricas (UPG): Unidades de programación genéricas utilizadas para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

ANEXO III

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués

Las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico portugués se establecerán atendiendo a los criterios establecidos por el Operador del Sistema eléctrico portugués.

ANEXO IV

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 último recurso) 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 SM.

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 asociados 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 asociados únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

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

P.O.-3.2 Resolución de restricciones técnicas

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

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

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. *Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario*

3.1 Recepción del programa resultante de la casación del mercado diario y de las nominaciones de programa: En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo bajo la opción de liquidación física de la energía.

En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, el OS recibirá de los sujetos titulares, para el proceso de análisis y resolución de restricciones técnicas, las nominaciones de los programas horarios de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.2 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad: En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la siguiente información:

Información correspondiente a la desagregación en unidades físicas del programa de energía de cada unidad de programación:

Los sujetos titulares de todas y cada una de las unidades de programación integradas por más de una unidad física deberán facilitar al OS la información relativa a las desagregaciones de los programas de energía asignados a cada una de las unidades físicas que integran cada unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Esta desagregación 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 y que se correspondan con:

Unidades de venta correspondientes a una central térmica (UVT) compuesta por varias unidades físicas (unidades térmicas multiteje).

Unidades de gestión hidráulica (UGH).

Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial gestionable (UVREG) de fuentes tanto no renovables (UVREGNR) como renovables (UVREGR).

Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial no gestionable (UVRENG) de fuentes tanto no renovables (UVRENGNR) como renovables (UVRENGR).

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, esta desagregación 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 desagregación de las nominaciones de programas por 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 estas desagregaciones. 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, desagregaciones por tecnologías, desagregaciones por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por UGH que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada unidad de gestión hidráulica durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

3.3 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.3.1 Periodo para la recepción de ofertas: Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación 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 SM del sistema eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del periodo de recepción de ofertas, y las causas concretas en las que se ha basado la decisión de la prolongación del periodo de aceptación de ofertas.

3.3.2 Presentación de ofertas.

3.3.2.1 Unidades de venta de energía: Los sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

Producción de régimen ordinario.

Producción de régimen especial gestionable no renovable.

Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Presentarán los siguientes tipos de oferta:

Ofertas de venta de energía que tendrán carácter:

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

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

Potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

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

Quedan exceptuadas de esta obligación las unidades de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y las unidades de producción de régimen especial no gestionable (UVRENG), tanto no renovable (UVRENGNR) como renovable (UVRENGR), y las unidades de venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad, que no podrán presentar ofertas específicas de compra de energía.

3.3.2.2 Unidades de adquisición de energía: Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

3.3.2.3 Unidades de programación genéricas (UPG y UPGSD): Las unidades de programación genéricas no participarán en la resolución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para estas unidades de programación genéricas.

3.3.3 Características de las ofertas: Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia

de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).

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

Energía a subir:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

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

Las unidades de venta de energía correspondientes a centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.

Ingresos por unidad de energía producida.

Ingresos por arranque en frío.

Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas podrá ser tenido en cuenta en los casos en los que el programa de la unidad corresponda al modo de funcionamiento de una turbina de gas y una turbina de vapor y, por requerimientos de la seguridad del sistema, se requiera a dicho grupo de ciclo combinado multieje, en los procesos de solución de restricciones técnicas, el arranque de una turbina de gas adicional.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.

El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.

Arranque en caliente: Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

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

Los sujetos titulares de unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas podrán enviar ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

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

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

FASE 2: Reequilibrio de producción y demanda.

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

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

3.4.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

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

La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
Las desagregaciones de programas correspondientes a:

Unidades de venta de energía asociadas a centrales térmicas (UVT) multieje, unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de venta de energía de producción de régimen especial gestionable (UVREG) y no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes renovables como no renovables, participantes en el mercado a través de los correspondientes sujetos titulares o representantes de los mismos.

La demanda prevista por el OS.

La mejor previsión de producción eólica de que disponga el OS.

La mejor información disponible en relación con:

Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.

Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

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

3.4.1.1.2 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.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

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

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

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

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

3.4.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas y por garantía de suministro en el sistema eléctrico español: Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español y resolverá las restricciones por garantía de suministro que afecten al sistema eléctrico español de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones por garantía de suministro. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

3.4.1.1.5.1 Medios para la resolución de las restricciones técnicas: Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF:

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas por:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de producción de régimen especial gestionable no renovable (UVREGNR).

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC) sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Reducción de la energía programada en el PDBF:

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

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

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de producción de régimen especial gestionable (UVREG) y no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes no renovables como renovables.

b) Unidades de venta correspondientes a programas de importación de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC) sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las:

d) Unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UAE) en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

3.4.1.1.5.2 Selección y aplicación de los medios de resolución: Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF: En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquélla que represente un menor coste. A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía, dando lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multiteje, cuando los incrementos de programa respecto al PDBF requieran un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF: Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad aplicados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la resolución de éstas se reducirán los programas de estas unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía.

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

En el caso de que en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifiquen congestiones en la evacuación de producción tanto de régimen ordinario como de régimen especial, siendo necesaria, por razones de seguridad del sistema, la reducción del programa de producción total a un determinado valor, se procederá a la solución de las restricciones técnicas identificadas mediante la aplicación del proceso indicado a continuación:

Identificación en primer lugar del conjunto A de unidades de venta correspondientes a producción, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, cuyo factor de contribución a las restricciones técnicas identificadas supera un determinado umbral mínimo.

Establecimiento, a partir del conjunto anterior, de un subconjunto A1 constituido por todas y cada una de las unidades de venta de producción de régimen ordinario (UVT + UGH + UVBG).

Reducción de los programas de las unidades de venta que constituyen el subconjunto A1 en orden de factores de contribución decrecientes.

Una vez aplicada sobre el subconjunto A1, la máxima reducción de programas compatible con las limitaciones establecidas en razón de la seguridad del sistema, en caso de persistir aún la situación de congestión, el OS procederá a reducir producción adicional mediante la modificación de los programas de las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de acuerdo con el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes no renovables (UVREGNR).

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes renovables (UVREGR).

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes no renovables (UVRENGNR).

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes renovables (UVRENGR), reduciendo en último lugar a aquellas unidades cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación, contribuye en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades.

Se reducirán así, en primer lugar, los programas de las unidades con mayor contribución, respetando los programas de producción mínima que puedan ser requeridos en estas unidades por razones de seguridad del sistema, y el orden de prioridad anteriormente mencionado en aquellos casos en los que a las restricciones técnicas identificadas tengan contribución tanto unidades de producción de régimen ordinario como unidades de producción de régimen especial.

Este proceso de reducción de programas dará lugar, en todos los casos a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Para ello, una vez reducidos los programas de venta de energía conforme a los correspondientes factores de contribución a las restricciones identificadas, o la aplicación, en su caso, de la regla prorata para realizar dicha reducción, se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir: En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro y, los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS adoptará las siguientes medidas:

Aplicar limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF.

Aplicar limitaciones de programa máximo sobre las unidades de consumo de bombeo.

Aplicar en cada interconexión eléctrica con países comunitarios una limitación global de programa mínimo sobre el conjunto de todas las unidades de programación

correspondientes a importaciones de energía a través de dicha interconexión, por un valor igual al mínimo entre el valor global del conjunto de programas de importación y el valor de la capacidad de intercambio prevista y publicada en sentido importador.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo mínimo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, y de programación declarado por la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

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

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

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

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

3.4.1.1.5.3 Implementación práctica de la resolución de restricciones: Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades de programación de una forma fehaciente, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los sujetos titulares de estas unidades al OS.

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

El OS a la hora de aplicar redespachos de energía a subir sobre unidades de venta correspondientes a centrales reversibles de bombeo, tendrá en cuenta la capacidad del vaso superior de dicha central, tanto en términos de la factibilidad del programa total de venta de energía que le podrá ser requerido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, como en términos de la factibilidad del programa de consumo de bombeo necesario para poder atender a dicho programa de venta de energía resultante de la resolución de las restricciones técnicas. Este programa de consumo de bombeo deberá ser establecido de forma directa por el sujeto titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

Los incrementos de energía programados sobre el PDBF para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, que puedan ser aplicados sobre unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con países comunitarios sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, deberán tener siempre en cuenta los valores máximos de capacidad de intercambio previstos y publicados para la correspondiente interconexión y sentido de flujo. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, e igualmente eficaces, aquélla que representa un menor coste global, el OS establecerá, teniendo en cuenta los incrementos de los programas correspondientes a la resolución de restricciones por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro, las modificaciones de los programas correspondientes a la resolución adoptada, indicando para cada unidad afectada por dicha modificación el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable de forma concreta, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

UPO (Unidad con Programa Obligado):

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

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

UPL (Unidad con Programa Limitado):

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

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

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

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

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

En el caso de la aplicación de reducciones de programa sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, exportaciones, asociadas a un contrato bilateral físico, se aplicarán después, de forma coordinada, cuando así sea aplicable, redespachos de energía a bajar sobre las unidades de venta asociadas a dicho bilateral, conforme a lo dispuesto en apartado posterior 3.4.2.1.

3.4.1.1.5.4 Establecimiento de limitaciones por seguridad: Como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores (reequilibrio generación-demanda, mercado intradiario, mercados de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos generación-consumo y operación en tiempo real).

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

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

Unidad de venta de energía programada en el PDBF y/o en el PDVP en la que, por razones de seguridad del sistema, una o más de las unidades físicas que la integran debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

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

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

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

Unidad de adquisición de energía programada en el PDBF y correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

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

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (unidad con programa obligado) y UPL (unidad con programa limitado), para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

a) La aplicación de redespachos de energía para la asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

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

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

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

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

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

En los casos en los que la limitación de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) afecte a un conjunto de unidades de producción o a un conjunto de unidades de adquisición para consumo de bombeo, localizadas en un mismo emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional, el OS establecerá preferentemente estas limitaciones por seguridad de forma global, para su aplicación a un determinado emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional. Estas limitaciones globales podrán coexistir con limitaciones de programa mínimo (LPMI) y/o de programa máximo (LPMA) aplicadas sobre una o varias de las unidades a las que afecta la limitación global.

Cuando de forma transitoria, por una causa sobrevenida, asociada a problemas en el funcionamiento de las aplicaciones informáticas utilizadas para los análisis de seguridad, u otras posibles causas que afecten a la determinación y/o al tratamiento de dichas limitaciones globales, el OS establecerá estos límites de programa por seguridad de forma individual. Para el establecimiento de dichos límites individuales, a igualdad de

criterios técnicos, el OS utilizará el orden de mérito de las ofertas presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas. Con independencia de su contribución a la restricción, quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, siempre que la seguridad del sistema así lo permita, todas aquellas unidades de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y de régimen especial no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes no renovables como renovables.

3.4.1.1.5.5 Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la Red de Distribución: En el proceso de resolución de restricciones técnicas se analizarán y resolverán las restricciones identificadas en la red de transporte, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

No obstante, en aquellos casos en los que con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información con el OS, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o aplicación de los contratos de venta de energía por él suscritos con los titulares de las instalaciones de producción en régimen especial, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de modificaciones en el programa diario base de funcionamiento previsto.

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

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

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

3.4.1.1.5.6 Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación: Cuando en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a) Congestiones en el caso base de estudio y/o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación, los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, y teniendo en cuenta los criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2.

Así, en el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se prorrateará la energía a reducir entre todas ellas en función de su programa previsto en el PDBF, y en el resto de casos para la aplicación de estas reducciones de programas serán tenidos en cuenta los factores de contribución a la restricción antes citados.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos. Si, una vez reducida al mínimo técnico la producción de todos los grupos implicados en la congestión, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de grupos térmicos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de dichas unidades de venta, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquel grupo con un mínimo técnico más elevado, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación de la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), programándose así en primer lugar la parada del grupo con un menor tiempo de arranque y/o de programación.

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

La producción de régimen especial intervendrá también en la resolución de estas restricciones técnicas, en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos a los valores mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas de producción de las unidades de régimen ordinario, siguiendo en este proceso las diferentes fases descritas en el apartado 3.4.1.1.5.2 del presente procedimiento.

b) Congestionaciones en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su resolución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la resolución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una reducción, o incluso por la anulación preventiva del programa de energía previsto para las mismas en el PDBF, podrán evitar, o al menos reducir, esta disminución de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

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

En los casos en los que la solución de la congestión requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, para la activación de los mismos el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

En el caso de que la activación de un teledisparo permita evitar la reducción del programa de producción en una cuantía tal que se exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, dicho margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida, sin embargo, la activación de éste al no ser necesaria.

El sujeto titular de cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará, preferentemente bajo la forma de una limitación zonal aplicable al conjunto de grupos de la zona con influencia en la congestión, y de forma alternativa, bajo la forma de una limitación individual sobre cada grupo de la zona con influencia en la congestión, según orden de precios crecientes de las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de estas unidades de venta de energía. En caso de igualdad de precio en las ofertas de dos unidades de producción, los incrementos de producción admisibles se establecerán dando preferencia al funcionamiento de aquellos grupos para los que se hayan activado sus correspondientes sistemas de teledisparo.

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

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

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

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

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

3.4.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda: Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y, en su caso, las restricciones por garantía de suministro de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones por garantía de suministro, el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

3.4.2.1 Reducción parcial o total de los programas de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda haya sido reducida en la FASE 1.

El OS procederá, en primer lugar, a reducir parcial o incluso totalmente, los programas de venta de energía de aquellas unidades de programación que estando habilitadas para participar en el proceso de resolución de restricciones técnicas, estén afectas a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF, esta demanda corresponderá a unidades de consumo de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro en el sistema peninsular nacional, a unidades correspondientes a transacciones de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implementado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

En el caso de que el programa de venta de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la solución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de venta por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) parcial o total del programa de la unidad de venta asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de adquisición en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Si la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a bajar (D-R) que se aplicará sobre la unidad de venta, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPLPVPV).

Si la disminución (D) es inferior o en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición aplicada en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.2 Reducción parcial o total de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la FASE 1.

El OS procederá a reducir, o incluso anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

En el caso de que el programa de adquisición de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la resolución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de adquisición por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) del programa de la unidad de adquisición asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de venta en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Si la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a subir (D-R) que se aplicará sobre la unidad de adquisición, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPOPVPB).

Si la disminución (D) es inferior o en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.3 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).
Unidades de venta de producción de régimen especial gestionable no renovable (UVREGNR).

Las unidades de venta de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y de régimen especial no gestionable (UVRENG), no participarán en este proceso.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio (UVI (interconexiones con sistemas eléctricos comunitarios y con terceros países)). La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

c) Unidades de venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad, no participarán en este proceso.

d) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

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

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda: El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas que no hayan sido compensadas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

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

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

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

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

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

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

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

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

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio.

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

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

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

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

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos sujetos titulares de unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los sujetos titulares a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

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

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

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca sin embargo después de que la unidad de producción haya reducido, o incluso, llegado a anular el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien en una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

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

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

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

El programa viable provisional PDVP.

Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

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

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

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

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

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

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones 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.

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

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, mediante la aplicación de 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, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración como reclamación formal.

4. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario

El OS comunicará cada día, conjuntamente con el PDVP, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción, y en su caso de importación, y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

A lo largo del día, el OS irá modificando estas limitaciones de seguridad, y/o incorporando otras nuevas, de acuerdo con la situación real del sistema existente en cada momento.

El OS pondrá a disposición del OM, antes de la apertura de cada sesión del MI, la información referente a las limitaciones de seguridad para que éstas puedan ser tenidas en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI), en el caso de limitaciones de seguridad aplicables a unidades de programación individuales, o dentro del propio proceso de casación del mercado intradiario, si se trata de limitaciones de seguridad aplicables a un conjunto de unidades de programación.

Una vez comunicado por el OM el resultado de la casación de cada sesión del MI, el OS deberá recibir de los sujetos titulares las nominaciones de programas por unidad de programación, en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta estén integradas dos o más unidades de programación.

Los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones en unidades físicas y/o en unidades de producción equivalentes de los programas de venta y de adquisición de energía, contratados o ajustados en dicha sesión.

4.1 Recepción y carga del resultado de la casación del MI: Como paso previo a la realización de los análisis de seguridad, el OS verificará que el programa resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado intradiario respeta la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, así como que las limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS y puestas a disposición del OM antes de la apertura de la correspondiente sesión del MI son respetadas, o al menos no alejan la solución de su cumplimiento. De no cumplirse lo anterior, el OS devolverá al OM, en su caso, el programa resultante de la casación de ofertas en el MI.

En el caso de que la obtención de un programa que no presente congestiones en las interconexiones internacionales se retrase durante un tiempo tal que pudiese verse afectado de forma muy importante el propio proceso de programación de la generación, existiendo un riesgo elevado de tener que suspender la aplicación de los resultados de dicha sesión del mercado intradiario en alguna hora, el OS procederá a solucionar estas congestiones, siempre que ello sea posible, en el propio proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario.

4.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del mercado intradiario: El OS, en caso de identificar alguna restricción técnica que impida que el programa resultante de dicha sesión del mercado intradiario, tenidas también en cuenta las nominaciones de programa por unidad de programación comunicadas por los sujetos titulares, se realice respetando los criterios de seguridad y funcionamiento fijados en el procedimiento de operación correspondiente, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el mercado intradiario comunicado por el OM, siempre y cuando la retirada de dichas ofertas pueda ser compensada con la retirada de otras ofertas casadas en la misma sesión y localizadas también en el sistema eléctrico español, de tal forma que se posibilite la obtención de un programa equilibrado en generación-demanda.

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el OS de otras ofertas presentadas a dicha sesión del mercado intradiario, conforme al orden de precedencia económica de las ofertas asignadas en dicha sesión.

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario, el OS pondrá a disposición del OM y de los sujetos del mercado la siguiente información:

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, y siempre que ello sea posible, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

Los redespachos de energía necesarios para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda.

La publicación del Programa Horario Final (PHF) se realizará conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones 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.

5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

5.1 Modificaciones por criterios de seguridad: El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación. La resolución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en los periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones zonales aplicables a un conjunto de unidades de programación y/o limitaciones individuales aplicables a una unidad de venta o a una unidad de adquisición de energía, o bien, a una o más de las unidades físicas que integran dicha unidad.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2 del presente procedimiento, respetándose así los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicos de los grupos generadores y las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia, sin considerar otras limitaciones distintas, tales como rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, siempre y cuando éstas puedan ser gestionadas en el mercado intradiario por los sujetos titulares de las unidades de programación correspondientes a dichos grupos.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la resolución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal que el sujeto titular de dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en la sesión del mercado intradiario que corresponda por incompatibilidad de los horarios de dicha sesión y del periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la resolución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles.

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de la oferta de restricciones actualizadas, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorata en caso de igualdad de precio de oferta. En este proceso de asignación de las ofertas de restricciones presentadas, la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario final nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte horario de programación, o bien tenga

únicamente programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los sujetos del mercado 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, una vez estén desarrolladas las aplicaciones informáticas necesarias y de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información con el OS. 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 SM del eSIOS.

En el caso de que la solución de la restricción en tiempo real requiera una reducción de producción, interviniendo, entre otras, unidades de producción de régimen especial gestionable renovable y no gestionable, estas unidades de producción mantendrán su programa sin modificación, salvo en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos hasta los valores mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas del resto de unidades de producción intervinientes en dicha restricción y teniendo en cuenta el orden de prioridad establecido en el apartado 3.4.1.1.5.2 de este procedimiento.

En el caso de que para garantizar la seguridad del sistema sea precisa la activación de teledisparos durante la operación en tiempo real, se aplicará, en su caso, el sistema de turnos rotatorios establecido, o en su defecto, se utilizará como criterio de orden para requerir su activación, el de las ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, excepto en el caso de la producción de régimen especial, para las que se requerirá la activación del sistema de teledisparo, sólo en último lugar y siguiendo el orden de prioridad establecido en el apartado 3.4.1.1.5.2 de este procedimiento.

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

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.4.1.1.5.5 de este procedimiento de operación.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.4.1.1.5.7 de este procedimiento. El OS procederá asimismo conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento.

5.2 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución: En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la

aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

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

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradía, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en una sesión del mercado intradía.

5.3 Resolución de restricciones debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar: Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá adoptar las siguientes medidas:

Aumentar el programa de energía de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo.

Reducir el programa de producción de unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos hasta su potencia mínima admisible, por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad.

Programar la parada de grupos térmicos respetando las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y, teniendo en cuenta el tiempo de arranque y de programación de cada grupo. A igualdad de criterios técnicos, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

En el caso de que las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a bajar en el sistema, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial, hasta su potencia mínima admisible por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad, de acuerdo con el siguiente orden de prioridad:

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes no renovables.

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes renovables.

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes no renovables.

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes renovables.

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

Reducción/anulación del consumo de bombeo que pudiera estar acoplado en la zona.

Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de fuerza mayor, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio..

Aplicación de interrumpibilidad a clientes con este tipo de contrato, incluyendo lo previsto en el procedimiento de operación por el que se establecen las medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia.

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

Reducción del consumo de bombeo: Para la utilización de las unidades de consumo de bombeo para resolver restricciones técnicas identificadas en tiempo real, se considerará el orden de precedencia económica de las ofertas de regulación terciaria a subir presentadas al OS por los sujetos titulares de dichas unidades, siempre y cuando no exista un condicionante técnico que impida la consideración de dicho orden.

Aplicación de reducción/anulación de las capacidades de exportación: En el caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes, y en la zona existan programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, el OS procederá a la /anulación de la capacidad de exportación.

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

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

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

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

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

Aplicación del sistema de interrumpibilidad de demanda: El OS determinará la aplicación de la interrumpibilidad de demanda adecuada a las circunstancias de operación existentes, en cuanto a tipo, duración, potencia y ámbito de aplicación.

El OS informará a la Autoridad Administrativa con competencias en materia de energía, a la CNE y a los sujetos del mercado afectados, sobre la orden de interrumpibilidad dada y las razones de su aplicación.

5.5 Reequilibrio generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas en tiempo real: En el proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la resolución en tiempo real de las restricciones identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos entre la producción eólica real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o en el caso de que se verifiquen las condiciones requeridas, a través del mecanismo de gestión de desvíos.

6. *Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas*

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

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

6.1 Liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas: La liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos, aplicados en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real, y en los casos en que así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

6.1.1 Liquidación de los programas de energía: Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de Resolución de Restricciones Técnicas del PDBF, Resolución de Restricciones Técnicas del Mercado Intradiario y Resolución de Restricciones Técnicas en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

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

Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa respecto al PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (FASE 1), o para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

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

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

7. *Mecanismo excepcional de resolución*

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

ANEXO I

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

1. *Redespachos programados*

1.1 Proceso de resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase: Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía programados para la resolución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple: Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

- a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.
- b) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad tras su participación en las diferentes sesiones del mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

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

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

Reducción del programa de energía de la unidad de venta y de adquisición afecta al contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

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

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional (redespacho UPLVPCBN):

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

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

Reducción del programa de energía tanto de la unidad de venta como de la unidad de adquisición afectas al contrato bilateral en la misma magnitud del redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

1.1.2 Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda ha sido reducida en la Fase 1, y que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

b) Unidades de adquisición correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase I, y que reducen la energía programada para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, en su caso, exportación a través de interconexiones internacionales sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio) correspondientes a contratos bilaterales cuya generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

c) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

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

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

d) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

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

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

e) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

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

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del Mercado Intradía: Los redespachos aplicados para la retirada de ofertas de venta o de adquisición de energía de la casación del mercado intradía, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante de dicha casación (redespacho RTOMI) o para el reequilibrio posterior de los programas generación-demanda (redespacho ECOMI), incorporarán el correspondiente precio marginal horario de dicha sesión del mercado intradía.

1.3 Proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real: Los redespachos de energía aplicados para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real incorporarán el precio de las ofertas utilizadas a estos efectos: Ofertas de regulación terciaria complementadas con las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.3.1 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta de regulación terciaria.

1.3.1.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a subir utilizada a estos efectos.

1.3.1.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

1.3.1.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTRT. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente K_{BO} , de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.3.2 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.3.2.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

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

1.3.2.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

1.3.2.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O.-3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los requerimientos específicos y la forma de participación de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema.

En concreto, este procedimiento hace referencia a la participación de estas instalaciones de producción en los siguientes procesos gestionados por el Operador del Sistema:

- a) Solución de restricciones técnicas en los programas resultantes de los mercados diario e intradiario, y en la operación en tiempo real.
- b) Servicios complementarios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.
- c) Gestión de desvíos generación-consumo.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los sujetos titulares (ST) o representantes de los mismos (RST), de todas las instalaciones de producción que estén en fase de pruebas de funcionamiento previas a su operación comercial con punto de conexión a la red de transporte, y de aquellas otras que estando conectadas a la red de distribución tengan una potencia neta registrada superior a 50 MW.

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de dichos sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento:

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que se aprueba, mediante Resolución Ministerial, su inscripción provisional para pruebas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), disponiendo la instalación además, del Acta de Puesta en Servicio para pruebas emitida por el Órgano Administrativo competente, y la fecha de la Resolución Ministerial por la que se autoriza la inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

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

4. Requerimientos previos a la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento

4.1 Autorización de pruebas: Todas las pruebas preoperacionales de funcionamiento que lleven asociada la conexión de la instalación de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su potencia neta registrada es superior a 50 MW, y

con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

Para ello, el sujeto titular de la instalación deberá facilitar al OS información detallada del plan de pruebas previsto, en los plazos y forma indicados en el apartado 5 de este procedimiento. En los casos en los que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el sujeto titular de la instalación deberá aportar además la conformidad del correspondiente distribuidor para la realización de estas pruebas.

4.2 Requerimientos generales previos: Como paso previo para la autorización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, el OS verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Disponibilidad de la siguiente documentación:

a) Resolución Ministerial por la que se aprueba la inscripción provisional de la instalación para pruebas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

b) Acta de Puesta en Servicio para pruebas, emitida por el Órgano Administrativo competente.

2. En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución:

a) Certificación del OS del cumplimiento de los siguientes requisitos:

Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento de Puntos de Medida relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el Concentrador Principal y recepción de las medidas del correspondiente punto frontera en el sistema de medidas eléctricas SIMEL, de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes.

Disponibilidad en el sistema de control de energía del OS de las telemedidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.

Verificación de la integración de la instalación en un centro de control, habilitado por el OS, que actúe como interlocutor con el OS para la operación en tiempo real, según se establece en los procedimientos de operación.

Disponibilidad en la base de datos del OS de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación.

b) Certificación del distribuidor en cuya red evacue la instalación, del cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la Red de Distribución.

3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte: Cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte establecidos en la normativa vigente, debiendo disponer la instalación de producción de la autorización definitiva de conexión a la red de transporte en el Informe de Verificación de Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) emitido por el OS, debiendo cumplir así, entre otros, los siguientes requisitos:

a) Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.

b) Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en el anterior apartado 2.a).

4. En el caso de instalaciones de producción en régimen especial, copia del documento de opción de venta de la energía producida por la instalación.

5. Verificación del alta de la correspondiente unidad de venta de energía (Requisito aplicable a todas las instalaciones de potencia neta registrada superior a 50 MW, y a aquellas instalaciones de producción en régimen especial que han elegido la opción de venta libre de su producción).

4.3 Verificación de los requerimientos generales previos y comunicación de su cumplimiento: El OS verificará el cumplimiento de los requisitos generales previos indicados en el apartado anterior y comunicará al sujeto titular de la instalación de producción, el cumplimiento o incumplimiento de dichos requisitos, como respuesta a la petición de la autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor correspondiente de la autorización para la realización de pruebas de funcionamiento en dicha instalación.

5. Comunicación del plan de pruebas y de las entregas de energía previstas

5.1 Comunicación semanal del plan de pruebas previsto: Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el sujeto titular de la instalación de producción deberá facilitar al OS, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la Red de Distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de Mercado Diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), la siguiente información correspondiente al plan de pruebas previsto para dicha semana.

Programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- a) Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- b) Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- c) Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo horario de programación.
- d) Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba
- e) Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El sujeto titular de la instalación de producción deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

5.2 Actualización de las previsiones de entrega de energía y comunicación de desvíos sobre programa: El sujeto titular de la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales deberá facilitar al OS, antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación del día D-1, con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, información actualizada de las previsiones horarias de entrega de energía a la red para el día D, correspondientes a las pruebas de funcionamiento que tenga previsto realizar la instalación.

Asimismo, deberá comunicar al OS los días D-1 y D, con la mayor antelación posible, información actualizada de las previsiones de entregas de energía a la red, en todos aquellos casos en los que la nueva previsión de energía horaria represente una variación mayor de 30 MWh, respecto al valor de la energía horaria previamente comunicada para dicha unidad.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el sujeto titular de la instalación deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el sujeto titular de la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Estas comunicaciones de desvío respecto a programa facilitadas al OS por el sujeto titular de la instalación, darán lugar a redespachos de desvío comunicado aplicable sobre las correspondientes unidades de venta de energía, desvíos que serán gestionados de igual forma que los desvíos comunicados para las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en operación comercial.

5.3 Medios para la comunicación de esta información: La comunicación entre el Operador del Sistema, el Operador del Mercado y los sujetos titulares de unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se efectuará a través de los medios y con la estructura establecida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos titulares 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.

6. Comunicación de indisponibilidades

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación, con el fin de que el OS pueda conocer en todo momento los medios de producción y reservas de potencia disponibles.

7. Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema

7.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

7.1.1 Solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF)

a) Presentación de ofertas:

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas mediante el incremento y/o la reducción de su programa de producción.

b) Participación en la Fase 1: Modificación del programa PBF por criterios de seguridad.

En esta Fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PBF para dicha unidad.

Si en esta Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de

producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

c) Participación en la Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda. En esta Fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

7.1.2 Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no participarán en el proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario, salvo en el caso de que generen restricciones y se haya verificado previamente que dicha restricción no puede ser resuelta mediante la retirada de otras ofertas presentadas a la misma sesión, ni tampoco mediante la modificación posterior del programa de otras unidades de producción en aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real. En esa situación se procederá a la retirada parcial, o total según sea necesario, de las ofertas correspondientes a la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales presentadas a la correspondiente sesión del mercado intradiario y que generen restricciones.

En el caso de que en la solución de la restricción pueda participar más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, se resolverá la restricción en base al orden de precedencia económica de las ofertas casadas en dicha sesión del MI.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, no participarán en el proceso de reequilibrio generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas de la correspondiente sesión del MI.

7.1.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real: En caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado todas una oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

7.2 Prestación de servicios complementarios y participación en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no podrán participar en los servicios complementarios de regulación primaria, secundaria y terciaria, control de tensión de la Red de Transporte y, gestión de desvíos generación-consumo, hasta su inscripción definitiva en el RAIPEE.

Los grupos en pruebas preoperacionales no podrán integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el RAIPEE.

Durante la operación en tiempo real, por razones de seguridad del sistema, y como último recurso cuando no se disponga de otros medios, el OS podrá, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución, utilizar la reserva de regulación terciaria disponible en los grupos en pruebas preoperacionales y requerir la participación de estas instalaciones de producción en la resolución de los desvíos generación-consumo. Asimismo, el OS podrá requerir en estas condiciones su participación en el servicio complementario de control de tensión de la Red de Transporte, siempre y cuando la instalación de producción se encuentre en condiciones técnicas de poder contribuir a la regulación de tensión.

P.O.-3.9 Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir, que pueda ser necesaria con respecto a la disponible en el Programa Viable Provisional (PVP) para garantizar la seguridad en el sistema eléctrico peninsular español.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a los Sujetos del Mercado (SM) titulares de instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario y de régimen especial de carácter gestionable.

En el contenido de este procedimiento, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones

Reserva de potencia a subir comprometida.

A los efectos de la provisión de reserva de potencia adicional a subir, se define la reserva comprometida como el valor de la reserva de potencia adicional a subir asignada a una unidad de programación como resultado del proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir más la asociada a su programa en el PVP.

4. Proveedores del servicio

Participarán en este proceso, mediante la presentación de las correspondientes ofertas, todos los sujetos titulares de unidades térmicas de programación de régimen ordinario y/o de régimen especial de carácter gestionable:

a) Que dispongan de la correspondiente habilitación del Operador del Sistema, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio en cuanto a los tiempos de arranque y de programación requeridos para cumplir con la reserva de potencia a subir comprometida, y

b) Que cumplan una de las condiciones siguientes en el Programa Viable Provisional (PVP):

Tener un programa nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tener únicamente un programa de venta de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad, o que teniendo programa en el PVP, no aporten en ninguno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, reserva de potencia a subir al sistema por ser su programa inferior al mínimo técnico de la unidad,

Tener un programa de venta de energía superior al mínimo técnico de la unidad en un determinado modo de funcionamiento, con capacidad de aportar reserva de potencia adicional a subir funcionando en otros modos de funcionamiento, en el caso de ciclos combinado multiteje.

4.1 Habilitación de unidades para la prestación del servicio: Las instalaciones térmicas de producción deben cumplir los siguientes requisitos para obtener la habilitación:

a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del RAIPEE y, en su caso, de la correspondiente Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que autorice la participación de la instalación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

b) Solicitud remitida al Operador del Sistema de participación en el servicio de reserva de potencia adicional a subir.

c) Integración de la instalación de producción en un centro de control.

d) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

e) Resultado satisfactorio del análisis del OS de la información especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, presentada al efecto por el sujeto titular de la instalación.

f) Verificación de que la unidad de programación aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Verificación de que la unidad de programación tiene un tiempo de arranque y de programación tales que permitan al OS hacer uso de la reserva de potencia a subir asignada a dicha unidad de programación en todo el horizonte de programación.

Y todo lo anterior con independencia de las condiciones que la normativa de rango superior al presente procedimiento pueda establecer como requisito para participar en los servicios de ajuste del sistema.

Para la aceptación de ofertas y la consideración a todos los efectos de la participación en el proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir de una unidad de producción, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, la calidad del servicio prestado no cumpla de forma reiterada con los requisitos exigidos o no reciba la información de cambios o modificaciones en la unidad de producción que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema.

5. *Proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir*

5.1 Definición del proceso: Tras la comunicación del Programa Viable Provisional (PVP), el Operador del Sistema determinará los requerimientos de potencia adicional a subir para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación que sean necesarios, de acuerdo con la reserva de potencia a subir disponible en el Programa Viable Provisional (PVP) y, la reserva de potencia a subir requerida en el sistema eléctrico peninsular español conforme a lo establecido en el procedimiento por el que se determinan los requerimientos de reserva para la regulación frecuencia-potencia.

5.2 Presentación de ofertas: Una vez comunicados por el Operador del Sistema los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir para los periodos del horizonte diario de programación en que se requiera la contratación de reserva de potencia adicional, los sujetos del mercado deberán presentar, en un plazo máximo de 30 minutos, las ofertas para la provisión de reserva de potencia adicional a subir al sistema.

Las ofertas serán presentadas para cada una de las unidades de programación que estando habilitadas, cumplan además las condiciones establecidas para la prestación del servicio.

Las ofertas presentadas contendrán, por unidad de programación y periodo del horizonte de programación, uno o varios bloques de oferta simples, en orden creciente de precio, con el valor de la reserva de potencia adicional a subir ofertado en MW, y su precio en €/MW. Se podrá establecer una condición de indivisibilidad, aplicable a uno solo de los bloques. El valor mínimo de reserva de potencia adicional a subir ofertado por bloque será 1 MW. El valor mínimo de reserva de potencia a subir ofertado en un periodo de programación será 10 MW.

Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente. No obstante, en la oferta se podrá definir una única serie de bloques de oferta en periodos de programación consecutivos que deberán ser asignados de forma conjunta (bloque de tipo todo o nada).

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Los sujetos del mercado titulares, o sus representantes, podrán enviar al OS ofertas de reserva de potencia adicional a subir por defecto, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

El Operador del Sistema comprobará que los sujetos del mercado titulares, o su representante, de unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio cumplen con el requisito de obligatoriedad de presentar ofertas por el valor de toda su reserva de potencia adicional a subir disponible, siempre que se convoque este servicio.

5.3 Asignación de ofertas: El Operador del Sistema analizará las ofertas recibidas, validadas de acuerdo con los criterios establecidos en el anexo I de este procedimiento, y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los programas establecidos en procesos anteriores, la asignación de la oferta será limitada.

Cuando la asignación de una oferta diese lugar a una restricción técnica por seguridad, el OS establecerá las limitaciones de programa que sean necesarias por razones de seguridad, siendo tenidas en cuenta en el proceso de asignación de ofertas.

El OS asignará las ofertas válidas recibidas que, satisfaciendo los requerimientos de potencia adicional a subir representen en conjunto un menor coste, de acuerdo con el algoritmo que se especifica en el anexo II de este procedimiento.

Cuando, como consecuencia de las condiciones de las ofertas presentadas, después de haberse procedido a efectuar el número máximo de iteraciones de aplicación del

algoritmo que se especifica en el anexo II de este procedimiento, no haya sido posible asignar el total de la potencia adicional a subir requerida con un margen de +/- 10%, se podrá finalizar el proceso de asignación con un valor de potencia adicional a subir, en uno o varios periodos, inferior al 90% del requerimiento establecido y publicado.

La reserva de potencia adicional a subir asignada, en cada periodo de programación, a cada unidad de programación podrá ser como máximo, igual a la diferencia entre la potencia máxima disponible de la unidad, y el valor de su programa en el PVP.

5.4 Comunicación de los resultados de la asignación: El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas para la contratación de reserva de potencia adicional a subir a los sujetos del mercado proveedores del servicio, conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Esta contratación de reserva de potencia adicional a subir realizada por el OS será considerada firme, inmediatamente después de ser comunicada a los sujetos del mercado titulares, o a sus representantes, adquiriendo, el sujeto titular correspondiente, o en su caso su representante, la obligación de proveer la reserva adicional a subir asignada en los periodos horarios en los que la oferta presentada haya resultado asignada.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de los sujetos del mercado el valor de la reserva de potencia adicional a subir asignada y el precio marginal de la reserva de potencia a subir asignada, para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema.

5.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas: Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas para la contratación de reserva de potencia adicional a subir, los sujetos titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, mediante la aplicación de 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, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración final como reclamación formal.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

6. *Requisitos de la prestación del servicio*

En función de los tiempos de arranque y de programación de las correspondientes unidades proveedoras del servicio, los sujetos del mercado responsables de cada unidad de programación deberán participar en las diferentes sesiones del mercado intradiario para cumplir con el servicio asignado y garantizar la provisión al sistema de la reserva de potencia a subir comprometida en los distintos periodos de programación. Los programas así establecidos en las diferentes sesiones del mercado intradiario serán considerados como una provisión efectiva de reserva de potencia a subir al sistema.

Los sujetos del mercado titulares de unidades a las que se les haya asignado la provisión de reserva de potencia adicional a subir, podrán solicitar al OS, ante situaciones debidamente justificadas, que se indicarán en la propia solicitud, hacer frente con otro u otros de sus grupos habilitados al compromiso de reserva de potencia a subir adquirido en todos los periodos de programación futuros a partir de un periodo determinado que se

deberá indicar también en la solicitud. El OS valorará la solicitud, procediendo en su caso, a transferir a la unidad o unidades de programación sustitutas la totalidad de los compromisos de la provisión de reserva de potencia a subir de la unidad de programación sustituida, en los periodos de programación en los que dicha sustitución haya sido solicitada y aceptada por el OS.

Las unidades de programación a las que se les haya asignado la provisión de reserva de potencia adicional a subir al sistema en un determinado periodo de programación, estarán obligadas, siempre que el Operador del Sistema convoque el mercado de gestión de desvíos a subir para dicho periodo de programación, a realizar una oferta de reserva de potencia a subir para ese periodo de programación por la diferencia entre el valor de la reserva de potencia adicional a subir comprometida y el valor de su programa de producción que haya sido establecido mediante su participación en los distintos mercados y procesos de gestión del sistema.

7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio

El Operador del Sistema analizará de forma continua los requerimientos de reserva de potencia a subir del sistema, y en caso de identificar una reducción de los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, respecto al volumen ya contratado, podrá proceder, en su caso, a la reducción de las asignaciones de reserva de potencia adicional a subir, utilizando en ese caso el orden de precedencia económica de las ofertas presentadas. Esta reducción de asignaciones será comunicada a los Sujetos del Mercado, reemplazando las nuevas asignaciones reducidas a las anteriores a efectos del control de la prestación del servicio.

El Operador del Sistema comprobará el cumplimiento del requisito asignado de reserva de potencia adicional a subir mediante las telemidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real y los registros de los contadores horarios de energía, verificándose la idoneidad de la respuesta de la unidad de programación.

El Operador del Sistema verificará, en su caso, en función del tiempo de arranque y de programación de las correspondientes unidades, las modificaciones de los programas de venta de energía, en las diferentes sesiones del mercado intradiario, de los grupos generadores a los que se les haya asignado la provisión del servicio de cara a que garanticen la provisión de la reserva de potencia adicional a subir contratada a los mismos.

El operador del Sistema, asimismo, comprobará el cumplimiento del requisito de obligatoriedad de presentar ofertas de venta de energía en las sesiones de gestión de desvíos generación-consumo a subir, convocadas por el Operador del Sistema de acuerdo con el correspondiente Procedimiento de Operación, por un valor igual a la diferencia entre el valor máximo de la reserva de potencia a subir comprometida y su programa de producción.

8. Liquidación del servicio

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de contratación de reserva de potencia adicional a subir en el sistema que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio.

8.1 Liquidación de la provisión del servicio: Las asignaciones de reserva de potencia adicional a subir serán valoradas al precio marginal de las ofertas de reserva de potencia adicional a subir asignadas en cada periodo de programación.

El OS verificará, para periodo de programación, la provisión efectiva y real al sistema de la reserva de potencia adicional a subir asignada.

En el caso de que la reserva de potencia a subir provista al sistema sea inferior a la reserva asignada, la potencia incumplida será valorada al precio marginal de la reserva de potencia adicional a subir multiplicado por un coeficiente igual a 1,2.

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

8.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de reserva de potencia adicional a subir: Los costes derivados de la provisión del servicio de contratación de reserva de potencia adicional a subir en el sistema se imputará a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y sobre las unidades de venta en proporción a sus desvíos respecto a programa, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9. Mecanismo excepcional de asignación

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas, por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible la contratación de reserva de potencia adicional a subir mediante el proceso previsto en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas para dotar al sistema de la reserva de potencia adicional a subir requerida, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos titulares afectados y la CNE, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

Las asignaciones de reserva de potencia adicional a subir por aplicación del mecanismo excepcional de asignación que haya sido necesario realizar en cada periodo de programación, serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios para la aceptación y validación de las ofertas para la contratación de reserva de potencia adicional a subir

Las ofertas presentadas por los sujetos titulares para la provisión de reserva de potencia adicional a subir serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

1. Comprobaciones aplicadas en el proceso de recepción de las ofertas

a) Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la contratación de reserva de potencia adicional a subir. De esta forma, si se presenta más de una oferta para una misma unidad de programación, solo se tendrá en cuenta la última oferta recibida.

b) La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado titular, o su representante, de la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

c) El periodo de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte diario de programación.

d) En cada uno de los periodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques que la componen debe ser igual o superior a 10 MW.

e) Sólo se permitirá un bloque indivisible por oferta, siendo obligatoriamente el bloque número 1 para cada período de programación (bloque de menor precio). Si no se cumplen estas condiciones, la oferta será rechazada.

f) Sólo se permitirá un bloque de tipo todo o nada por oferta, siendo obligatoriamente el bloque número 1 para cada período de programación. Si no se cumplen estas condiciones, la oferta será rechazada.

g) Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

h) Otras comprobaciones complementarias conforme a lo indicado en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas para la contratación de reserva de potencia adicional a subir*1. Características fundamentales del algoritmo de asignación*

Las características principales que presenta este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

- a) Proceso de asignación iterativo en el que se realizan diferentes aplicaciones del algoritmo hasta alcanzar una solución válida.
- b) Se admiten bloques de oferta indivisibles y de tipo todo o nada.
- c) Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada periodo de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho periodo.
- d) Se admite un margen en la asignación de ofertas ($\pm 10\%$ de los requerimientos) de forma que se considera la asignación válida cuando se cubren los requerimientos publicados dentro del intervalo definido por este margen ($90\% \leftrightarrow 110\%$ de los requerimientos publicados).

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

1. Para cada periodo de programación se ordenarán los bloques de oferta en orden creciente de precios.
2. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según el siguiente criterio:
 - a) Primero los bloques divisibles y a continuación los indivisibles o de tipo todo o nada.
 - b) A igualdad de tipo (ambos divisibles o indivisibles o tipo de todo o nada), primero el bloque de menor potencia.
 - c) A igualdad de todas las condiciones anteriores primero el bloque con menor número de orden en la oferta (que se haya recibido primero).
3. Para cada periodo de programación del horizonte diario se asignarán los bloques en el orden indicado en los puntos 1 y 2 anteriores, utilizando parcialmente los bloques divisibles si fuera necesario, hasta cubrir los requerimientos de potencia a subir de ese periodo con un margen de $\pm 10\%$. En caso de no poder cumplirse la condición anterior con los bloques de un determinado precio se continuará con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación.
4. Al asignar los bloques por unidad de programación y periodo se tendrán en cuenta:
 - a) Las limitaciones de potencia máxima, asociadas a indisponibilidades comunicadas por el correspondiente sujeto del mercado, o su representante, con anterioridad al inicio del proceso de asignación.
 - b) Las limitaciones de programa establecidas por el OS por razones de seguridad del sistema.
 - c) La condición de que la reserva de potencia adicional a subir ofertada no supere la diferencia entre la potencia máxima disponible del grupo y su programa PVP.

En el caso de que alguno de los bloques de oferta viole alguno de los límites anteriores se actuará de la siguiente forma:

- d) Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

5. Bloque indivisible o de tipo todo o nada: El bloque no será asignado en los periodos de programación en los que se produzca dicha violación. Una vez procesados todos los periodos del horizonte de programación se verificará que los bloques de tipo todo o nada hayan sido asignados en todos los periodos horarios de programación en los que aplique dicha condición. En caso de incumplimiento de esta condición se desasignarán todos los bloques de tipo todo o nada que hubieran resultado asignados. Si una vez desasignados todos estos bloques se cubren los requerimientos de potencia a subir en todos los periodos de programación afectados con un margen de $\pm 10\%$, se finalizará el proceso de asignación. En caso contrario se continuará con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación. Este proceso se repetirá hasta que se alcance una solución, o un número máximo de (4) iteraciones. En este último caso se finalizará el proceso de asignación cubriendo menos del 90% del requerimiento de potencia.