

12693 *RESOLUCIÓN de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.*

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

Vistas las Órdenes ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, la Disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, sobre emisiones primarias de energía y la Resolución de 19 de abril de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se regulan las emisiones primarias de energía previstas en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Vistas las propuestas realizadas por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema, P.O. 3.1., P.O. 3.2., P.O. 4.1, P.O. 4.2, P.O. 14.3 y P.O. 14.4. para su adaptación a las citadas ordenes de acuerdo con lo establecido en las mismas y en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.–Se aprueban los procedimientos de operación del sistema eléctrico P.O. 3.1. «Programación de la generación», P.O. 3.2. «Resolución de restricciones técnicas», P.O. 4.1 «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España», P.O. 4.2. «Resolución de conges-

tiones en la interconexión Portugal-España», P.O. 14.3 «Garantías de pago» y P.O. 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema», que figuran como anexo I de la presente resolución.

Segundo.–Se autoriza la aplicación de las Reglas Conjuntas de Asignación de Capacidad en la Interconexión Francia-España (Reglas IFE), versión 2.0 de fecha 15 de junio de 2007, que figuran como anexo II de la presente resolución.

Tercero.–Quedan derogados los siguientes procedimientos de operación del sistema eléctrico:

P.O.-3.1, «Programación de la generación», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía, de 24 de mayo de 2006

P.O.-3.2, «Resolución de restricciones técnicas», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía, de 24 de mayo de 2006.

P.O.-4.1 «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España» aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía, de 17 de marzo de 2006 y modificado por Resolución de 18 de mayo de 2006.

P.O.-14.3 «Garantías de pago» aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O.-14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

Cuarto. *Publicidad.*–El Operador del Sistema publicará el contenido de los Anexos de la presente Resolución en su Página web de Información (www.ree.es).

Quinto. *Efectos.*–La presente Resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y será de aplicación para la realización de las programaciones que se ejecuten a partir de las cero horas del 1 de julio de 2007.

Madrid, 26 de junio de 2007.–El Secretario General de Energía, Ignasi Nieto Magaldí.

- 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. HORARIOS, PERIODOS DE PROGRAMACIÓN Y DÍAS INHÁBILES

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).

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 técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y para el reequilibrio posterior generación-demanda.

A N E X O I

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

P.O.-3.1, "Programación de la generación"

P.O.-3.2, "Resolución de restricciones técnicas"

P.O.-4.1 "Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España"

P.O.-4.2 "Resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España"

P.O.-14.3 "Garantías de pago"

P.O.-14.4 "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema"

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

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 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 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.

4.7 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.

4.8 Programa cierre (P48CIERRE)

Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del mercado diario 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.

4.9 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física

Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al Operador del Sistema:

- Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física nomina 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, comunicada al OS, 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 sistema de nominación indirecta será aplicado a partir de la publicación de este Procedimiento de Operación para la nominación de los contratos bilaterales con entrega física derivados del ejercicio de las opciones adjudicadas en las Subastas de Emisiones Primarias de Energía (SEP). 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.

Asimismo, el sistema de nominación indirecta podrá ser también utilizado para el resto de contratos bilaterales con entrega física, una vez que el OS haya comunicado a los SM la disponibilidad de uso de este tipo de nominación, y el SM cumpla además todos los requisitos previos de comunicación de autorizaciones establecidos a estos efectos.

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..

La nominación de los contratos bilaterales en el ámbito del Mercado Ibérico entre UP localizadas en el sistema eléctrico portugués y UP localizadas en el sistema eléctrico español, se realizará únicamente mediante el sistema de nominación indirecta y en uso de los derechos físicos de capacidad que el SM que realiza la nominación tenga asignados.

5. PROGRAMACIÓN PREVIA AL DÍA DE OPERACIÓN

5.1 Integración de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP)

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

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 Integración de los contratos bilaterales firmados por empresas distribuidoras en el marco de las subastas de distribución

5.2.1 Nominación de los contratos bilaterales firmados por empresas distribuidoras derivados de las subastas de distribución (CBSD)

Tras la realización de cada subasta, una vez que ésta ha sido aprobada por la CNE, y con una antelación no inferior a seis días hábiles respecto al primer día de entrega de la energía asignada en la subasta, la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales para el suministro a las empresas distribuidoras (EGSED) comunicará al OS:

- La relación de los SM a los que se les ha adjudicado en dicha subasta la venta de energía para el suministro mediante contratación bilateral a los distribuidores, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identification Code (EIC)
- El valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor en cada periodo de programación del periodo de entrega de energía cubierto por dicha subasta (en caso de que sólo sea subastado el producto de tipo carga base, se comunicará un único valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor para todo el periodo de entrega de energía cubierto por dicha subasta).

El OS pondrá a disposición de los SM afectos al CBSD (y/o de la entidad que, en su caso, actúe en nombre del SM distribuidor como responsable de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos), con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos y con carácter provisional, tanto la información estructural de los CBSD, como el valor de energía horaria, para cada periodo horario de programación del periodo cubierto por dicha subasta, recibida de la EGSED (en caso de que sólo sea subastado el producto de tipo carga base, se comunicará un único valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor para todo el periodo de entrega de energía cubierto por dicha subasta).

Para que el OS pueda poner esta información a disposición de las entidades que, en su caso, actúen en nombre de los SM distribuidores como responsables de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos, los SM distribuidores deberán haber comunicado previamente al OS la existencia de los correspondientes acuerdos que se establezcan entre ellos y estas entidades.

Los CBSD tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la EGSED al OS para cada pareja distribuidor-SM vendedor y tendrán validez

durante el periodo comunicado por la EGSED, pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas comunicaciones de la EGSED, manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBSD utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPGSD) para el SM vendedor, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del operador del sistema. El alta de estas UPGSD 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 EGSED se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPGSD para el periodo de validez al que se refiere la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la EGSED será rechazada.

En caso de identificar alguna modificación en relación con la información correspondiente a los CBSD, bien derivada de la cancelación de CBSD, o bien asociada a la ejecución de transferencias bilaterales de CBSD, en el caso de que la normativa vigente contemple su existencia, los SM afectos al CBSD (o la entidad que, en su caso, actúe en nombre del SM distribuidor como responsable de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos) deberá comunicarla al OS con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de entrega de la energía del periodo al que se refiere dicha modificación.

Una vez finalizado el plazo de validación de esta información, y resueltas, en su caso, las posibles discrepancias, el OS pondrá a disposición de los SM, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos y con carácter definitivo, tanto la información estructural de los CBSD válidos, como el valor de energía horaria para cada periodo horario de programación del periodo cubierto por dicha subasta (en caso de que sólo sea subastado el producto de tipo carga base, se comunicará un único valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor para todo el periodo de entrega de energía cubierto por dicha subasta).

Esta información será considerada por el OS como la nominación de programas de los contratos bilaterales derivados de las subastas a plazo para la contratación bilateral de las Empresas Distribuidoras (CBSD) realizada por las empresas distribuidoras (o por la entidad que, en su caso, actúe en nombre del SM Distribuidor como responsable de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos) y por los SM vendedores participantes en estas subastas para cada periodo de programación del periodo cubierto por la correspondiente subasta.

En caso de que, tras la realización de la nominación definitiva de CBSD, el SM distribuidor (o la entidad que, en su caso, actúe en nombre del SM distribuidor como responsable de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos) comunique al OS la cancelación de un contrato CBSD con un SM,

el OS, en un plazo máximo de 3 días hábiles, dará de baja el correspondiente CBSD. Esta cancelación afectará al periodo restante de vigencia del CBSD.

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 OM 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.

5.3 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 resultados de la asignación 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 adjudicados en las subastas explícitas anuales y/o mensuales realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos para la asignación de capacidad de intercambio en dicha interconexión
- La falta de notificación de uso de la capacidad adjudicada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una renuncia a los derechos físicos de capacidad previamente asignados. Este proceso será paralelo al proceso de notificación de uso ante el operador del sistema eléctrico francés que se realizará en el sistema eléctrico vecino.
- Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas en ambos sistemas eléctricos. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual, 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 la comunicación por el SM que dispone de los derechos físicos de capacidad 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 física.

- Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los OS aplicarán la regla "usado o perdido", a las capacidades asignadas en horizonte anual y/o mensual, cuyo uso no ha sido correctamente notificado. 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 las 08:15 h del día D-1, 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 a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad.

El OS pondrá a disposición de los SM las autorizaciones para la programación asociadas a la capacidad obtenida en dicha subasta explícita diaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

Tras la subasta explícita diaria, el OS pondrá a disposición del OM el valor de capacidad total de intercambio asignada en 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.

5.4 Transferencia del programa de las Unidades de programación Genéricas en el PDBF

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas (UPG/JPGSD) 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 la obligación establecida en la Disposición Transitoria segunda de la Orden ITC 400/2007, 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 UPGSD mediante contratación bilateral, el SM deberá tener datos de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre dos unidades de programación genéricas, como entre cada UPGSD 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.

5.5 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.

5.6 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.

5.6.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario

Con una antelación no inferior a seis días hábiles respecto al primer día de entrega de la energía asignada en cada subasta de distribución para el suministro mediante contratación bilateral a distribuidores:

- El OS recibirá de la EGSED la información correspondiente de los programas de los CBSD, contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la Unidad de Programación Genérica (UPGSD) de cada SM vendedor y la Unidad de Programación de adquisición de energía de cada distribuidor. Estos programas, una vez validados por el Operador del Sistema, y transcurridos los plazos de presentación de posibles discrepancias por los correspondientes SM establecidos en este mismo procedimiento, devendrán en una nominación firme de programas

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 en 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 las 8:45 horas del día D-1, 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, el OS pondrá a disposición de los SM:

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

Antes de las 9:35 horas del día D-1, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

- Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.
- Contratos bilaterales internacionales con entrega física comunicados con anterioridad al mercado diario en uso de los derechos físicos de capacidad adjudicados 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 en 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. Para ello, el SM comunicará al Operador del Sistema eléctrico español 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 Portugal-España. El Operador del Sistema eléctrico español pondrá esta información a disposición del Operador del Sistema eléctrico portugués.
- 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.

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

Antes de las 09:45 horas, 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.

Asimismo, antes de las 09:45 horas, el OS pondrá a disposición del OM la siguiente información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física:

- La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP y CBSD.
- Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.
- Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Francia-España derivadas del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas anuales y/o mensuales
- Contratos bilaterales internacionales con entrega física en la interconexión Francia-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en la subasta diaria que hayan comunicado dicho contrato bilateral al OS con anterioridad al mercado diario.

- La información relativa a la ejecución de contratos bilaterales nacionales con entrega física que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

5.6.3 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.

5.6.4 Recepción de nominaciones tras el MD

Antes de las 11:00 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico peninsular español, en aquellas ocasiones en las que ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, 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, dos UPGSD 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 ó más unidades de programación (UP)
- Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.6.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas por UGH

Antes de las 11:00 horas del día D-1, 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.

5.6.6 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.

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:

- o 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.
- o 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 las 12:00 horas de cada día, 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.

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.

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 aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la 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.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, 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 las 14:00 horas, o bien, antes de transcurridas 2 horas desde la publicación del PDBF, cuando la publicación de este último se realice con posterioridad a las 12:00 horas, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

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.

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 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 las 14:00 horas del día D-1.

5.10 Asignación de reserva de regulación secundaria

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el proceso de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas, 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 las 16:00 horas del día D-1, 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.

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 las autorizaciones para la programación asociadas a la capacidad total de intercambio autorizada 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.

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 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 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 período 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, 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 de las entregas de producción de régimen especial, respecto a su programa o previsión, 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.

Asimismo se ha definido en el Anexo II de este procedimiento la Unidad de Programación Genérica para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), de los contratos bilaterales firmados por las empresas distribuidoras en el marco de las subastas de distribución (SD) y para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia.

La Unidad de Programación (UP) y, en su caso, la Unidad de Programación Genérica (UPG y UPGSD) 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.

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 cualificados, 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 Unidades de Programación agregadoras correspondientes a Sujetos Distribuidores o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Distribuidor 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 utilizadas para la integración en el mercado de producción de los contratos bilaterales firmados por las empresas distribuidoras en el marco de las subastas de distribución (SD), los titulares de la Unidades de Programación Genéricas serán los SM vendedores que han resultado adjudicatarios en dicha subasta.

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 en su nombre en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular.

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
Tras cada subasta para suministro a distribuidores, la EGSED facilita al OS la información correspondiente a los contratos CBSD, contratos formalizados entre las UPGSD del vendedor y las UP del distribuidor.	Di – 6 días hábiles
Una vez resueltas las posibles discrepancias comunicadas por los responsables de los CBSD, el OS facilitará la nominación definitiva de los CBSD	Di – 3 días hábiles
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 Portugal-España (Día D-2 ó anterior).	D-2 < 16:00 horas
Nominación de los SM al OS 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
La EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador	< 8:45 horas
El OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP y CBSD	< 08:50 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD	< 09:00 horas

<p>Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. • Contratos bilaterales 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. • 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. 	< 9:35 horas
<p>El OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 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) 	< 9:45 horas
<p>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</p>	< 09:45 horas
Publicación PDBC	< 11:00 horas

<p>Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:</p> <p>-Contratos bilaterales</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Contratos bilaterales nacionales con entrega física que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. ▪ Modificación (sólo incremento) de contratos bilaterales nacionales con entrega física que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. <p>-Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.</p> <p>Envío de los SM al OS del programa correspondiente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desagregaciones de UP en UF ▪ Potencia hidráulica máxima de UGH 	<p>< 11:00 horas (en todo caso, hasta 30 min. tras la publicación del PDBC)</p>
<p>Publicación PDBF</p>	<p>< 12:00 horas</p>
<p>Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas</p>	<p>≤ 12:30 horas (en todo caso, hasta 30 min. tras publicación PDBF)</p>
<p>Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad</p>	<p>< 14:00 horas</p>
<p>Publicación PDVP</p>	<p>< 14:00 horas</p>
<p>Requerimientos de reserva de regulación secundaria</p>	<p>< 14:00 horas</p>
<p>Presentación de ofertas de regulación secundaria</p>	<p>< 15:30 horas</p>
<p>Asignación de reserva de regulación secundaria</p>	<p>< 16:00 horas</p>

<p>Requerimientos de reserva de regulación terciaria</p>	<p>< 21:00 horas</p>
<p>Presentación de ofertas de regulación terciaria</p>	<p>< 23:00 horas</p>

Notas:

Di: Primer día de entrega de energía de los compromisos derivados de las Subastas de Distribución

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

En caso de que se produzcan retrasos en alguna publicación se modificarán los horarios posteriores según se describe en el texto del Procedimiento de Operación.

3. HORARIOS DEL SISTEMA COORDINADO DE SUBASTAS EXPLÍCITAS DE CAPACIDAD DIARIAS E INTRADIARIAS EN LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-ESPAÑA

	Subasta Diaria (D-1)	1ª Subasta Intradiaria (D-1)	2ª 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 autorizaciones para la programación	9:30	17:15	12:15

2. HORARIOS DE PUBLICACIÓN DE LOS PHF TRAS LAS SESIONES DEL MERCADO INTRADIARIO

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de sesión	16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	19:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones.	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(21-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

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 distribuidores, consumidores cualificados, consumo de bombeo, comercializadores, consumo de productores y exportación de energía a sistemas externos.

a) Unidad de Programación para la adquisición de energía por distribuidores

Cada Sujeto Distribuidor con suministro a tarifa será titular de una única Unidad de Programación para el suministro de sus clientes a tarifa.

b) Unidad de Programación para la adquisición directa de energía por consumidores cualificados

Cada Sujeto Consumidor Cualificado será titular de una única Unidad de Programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

En el caso de un Consumidor Cualificado que participe en el mercado de producción a través de un Comercializador, será este último el que actúe como sujeto titular de la Unidad de Programación en la que estará integrado, entre otros, el programa de adquisición de energía correspondiente a dicho consumidor cualificado.

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

Cada Sujeto Comercializador será titular de una única Unidad de Programación para el suministro a todos sus clientes consumidores cualificados dentro del sistema eléctrico peninsular español.

e) Unidad de Programación para la adquisición de energía por productores

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.

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 distribuidores.

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 multiteje, como determinados grupos

de ciclo combinado (2 turbinas de gas más 1 turbina 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 evacúe 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 mercado integrada en el mercado a través del Sujeto propietario

Se constituirá una Unidad de Programación de producción de régimen especial en mercado por cada propietario y tecnología conforme a la clasificación establecida por el OS. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular de tantas unidades de programación de régimen especial como tecnologías de producción compongan su parque de generación de modo que cada Unidad de Programación integre en el mercado la producción de un único tipo de tecnología.

e) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial en mercado integrada en el mercado a través de Sujetos Comercializadores

Cada Sujeto Comercializador será titular de tantas unidades de programación de régimen especial en mercado como tecnologías de producción compongan el parque de generación con el que haya establecido contratos de comercialización de modo que cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integre en el mercado la producción correspondiente a un único tipo de tecnología.

Alternativamente, el Sujeto Comercializador podrá actuar 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.

f) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial integrada en el mercado a través de Sujetos Distribuidores

Cada Sujeto Distribuidor será titular de tantas Unidades de Programación de régimen especial como tecnologías de producción compongan el parque de generación de régimen especial cuyas entregas esté obligado a adquirir al régimen especial. Cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado las entregas de producción correspondientes a un único tipo de tecnología.

g) Unidad de Programación para la venta en el mercado diario de los excesos de la energía adquirida a plazo por los Sujetos Distribuidores

Cada Sujeto Distribuidor será titular de una unidad de Programación de venta que le permita reducir, en su caso, en el mercado diario, el programa de energía comprometido mediante la contratación en el mercado a plazo y en las subastas de distribución.

El OS saldará en el PBF el programa de esta UP de venta con la correspondiente unidad de compra del distribuidor (apartado 1.a) del anexo II) y asociará el saldo resultante a esta última unidad, de tal forma que el programa PDBF publicado por el OS no contendrá la UP para la venta del distribuidor de los excesos de la energía adquirida a plazo por los Sujetos Distribuidores.

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.

3. Unidades de Programación Genéricas

a) Unidades de Programación Genéricas asociadas a las subastas de emisiones primarias de energía y/o a transacciones internacionales (UPG)

Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las nominaciones de las opciones de compra de energía asignadas en las subastas de emisiones primaria de energía y/o para la notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

En el caso de las subastas de emisiones primarias, cada SM vendedor y cada SM tenedor de opciones de compra de energía dispondrá de una única unidad de programación genérica, siendo esta misma UPG, la que se utilizará, en su caso, para la notificación del uso de la capacidad de la interconexión Francia-España.

b) Unidades de Programación Genéricas asociadas a las subastas de contratos bilaterales de las distribuidoras (UPGSD)

Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las subastas de contratos bilaterales de distribuidoras.

Cada SM vendedor adjudicatario del suministro de energía en estas subastas dispondrá de una unidad de programación genérica a estos efectos (UPGSD).

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 OS eléctrico portugués y deberán ser comunicadas al OS español a efectos de su consideración en los contratos bilaterales establecidos en el ámbito del Mercado Ibérico entre UP localizadas en el sistema eléctrico continental portugués y UP localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

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 correspondientes a los programas resultantes de los mercados diario e 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

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, 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.

Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, cuando ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, 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

Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del resultado de la casación del mercado diario, cuando esta publicación se realice con posterioridad a las 10:30 horas, 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 multiéje).
- 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 de origen no renovable (UVRENR).
- Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen renovable (UVRER).

Esta desagregación de programas incluirá, en el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, 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.

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 de origen no renovable.
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos.

presentarán los siguientes tipos de oferta:

- Ofertas de venta de energía que tendrán carácter:
 - Obligatorio para 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 la ejecución de contratos bilaterales con entrega física para 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 podría verse reducido en caso de existir una congestión en dicha interconexión en sentido exportador.

— Potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos.

- Ofertas de compra de energía que serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta, salvo las de régimen especial de origen renovable (UVRER), respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía, salvo en el caso del contrato de suministro de EDF a REE suscrito con carácter previo a la Ley 54/1997, que quedará exceptuado de esta obligación.

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 afectada, 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:

- 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.
 - 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:

- 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° 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° 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.

Estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que en el PDBF 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 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 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:

- Unidades de venta de energía asociadas a centrales térmicas (UVT) múltiple, unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de venta de energía de producción de régimen especial de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVREN) integradas en el mercado a través de los correspondientes sujetos titulares.
- Unidades de venta de energía de producción de régimen especial de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVREN) integradas en el mercado a través de sujetos distribuidores.
- La demanda prevista por el OS.
- La mejor previsión de producción eólica de que disponga el OS.
- La mejor información disponible en relación con:
 - Disponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
 - Disponibilidades 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 conjunto 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, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

3.4.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español

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

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 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 de origen no renovable (UVREN)

- b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC)
— 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 de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVREN).

- b) Unidades de venta correspondientes a programas de importación de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC).

- 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) (interconexiones tanto con sistemas eléctricos comunitarios como con terceros países).

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 aquella 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 aquella que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF.

En los casos en los que el OS identifique una restricción técnica para cuya solución se requiera un aumento de la energía programada en el PDBF, el OS establecerá, en primer lugar, incrementos de la energía programada en el PDBF en las unidades de producción de régimen especial de origen no renovable (UVREN) que resolviendo técnicamente y con un margen de seguridad adecuado la restricción técnica identificada, hayan presentado al proceso de resolución de restricciones técnicas una oferta de energía a subir a un precio inferior al 70% de la tarifa media o de referencia.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades, 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.

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 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), y por aquellas unidades de producción de régimen especial de origen no renovable (UVREN) correspondientes a bloques de oferta de restricciones de energía a bajar presentados a precio distinto de cero.
- Reducción de los programas de las unidades de venta que constituyen el subconjunto A1 en orden de factores de contribución decrecientes. Quedan exentas de esta reducción de programa todas aquellas unidades de venta de producción de régimen especial de origen no renovable del conjunto A no incluidas en el subconjunto A1, al haber incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.
- 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 origen no renovable que hayan incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.
- En el caso de que esta última reducción de producción no fuese tampoco suficiente, el OS procederá a reducir el programa de las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen renovable (UVRER).

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 para las 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 restricciones técnicas, 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 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 una limitación global de programa mínimo en cada interconexión eléctrica con países comunitarios 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 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.

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. 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 que puedan ser aplicados sobre unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con países comunitarios para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, deberán tener siempre en cuenta los valores máximos de capacidad de intercambio previstos y publicados para la correspondiente interconexión y sentido de flujo, así como la necesaria disponibilidad de derechos de capacidad por parte de las unidades de importación de energía en el caso de interconexiones para las que exista un método coordinado de gestión de la capacidad.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, e igualmente eficaces, aquélla que representa un menor coste global, el OS establecerá 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, 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 establecer, en estos casos, limitaciones aplicables 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 prorata 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)

- 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.

— LPGA (Limitación de Programa Máximo ó Límite Superior)

- 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 (LPGA), 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, 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) ó 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 más de las unidades a las que afecta la limitación global.

Durante el periodo previo a la adaptación de todos los procesos posteriores (mercado intradiario, servicios de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos y operación en tiempo real) en los que se requiere el tratamiento de dichas limitaciones globales, o bien, 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.

En este caso, 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. Quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, con independencia de su contribución a la restricción, todas aquellas unidades de producción de régimen especial de origen renovable y, aquellas de origen no renovable que hayan incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.

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 se dirigirá por escrito -mediante FAX o correo electrónico- al OS, informándole del riesgo existente en la red de distribución 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 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 antes de las 13:00 horas 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, cuando se identifique una situación de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema, 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.

La producción de régimen especial de origen no renovable (UVRENR) que haya presentado una oferta de restricciones de energía a bajar de precio cero y la producción de régimen especial de origen renovable (UVRRER), 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 y de régimen especial de origen no renovable (UVRENR) que hayan presentado una oferta de restricciones de energía a bajar de precio distinto de cero, siguiendo en este proceso las diferentes fases descritas en el apartado 3.4.1.1.5.2. del presente procedimiento.

Quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, con independencia de su contribución a la restricción, todas aquellas unidades de producción de régimen especial de origen renovable (UVRRER), salvo que, adoptadas el resto de las medidas citadas, resulte imprescindible la reducción de su programa.

b. Congestiones 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 tomarían 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 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 aceptación 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.

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, 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.

3.4.2 FASE 2: Reequilibrio generación-demanda

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

3.4.2.1 Anulación 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 anular 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 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.

— Anulación (A) 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 anulación (A):

- 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 (A) (redespacho ECOCBV).

- La diferencia entre la disminución (D) y la anulación (A) generará un redespacho de energía a bajar (D-A) 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 ó en el límite igual a la anulación (A):

- 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 (A) (redespacho ECOCBV).

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

3.4.2.2 Anulación de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la FASE 1

El OS procederá a anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones 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.

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.

— Anulación (A) 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 anulación (A):

- 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 (A) (redespacho ECOCBV).

- La diferencia entre la disminución (D) y la anulación (A) generará un redespacho de energía a subir (D-A) 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 ó en el límite igual a la anulación (A):

- 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 (A) (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 de origen no renovable (UVREN).

Los bloques de energía a bajar con precio cero de las ofertas de restricciones presentadas por unidades de venta de producción de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen no renovable (UVREN) y las unidades de venta de producción de régimen especial de origen renovable (UVREN), no participarán en este proceso.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UVI (interconexiones con sistemas eléctricos comunitarios y con terceros países))

c) 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, 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 (ofertas para la reducción del programa previsto en el PDBF de todas y cada una de las unidades de venta de energía incluidas en el mismo, excepto producción de régimen especial de origen renovable), 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.

— 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 (ofertas para el incremento del programa previsto en el PDBF hasta la máxima potencia disponible de todas y cada una de las unidades de venta de energía asociadas a unidades de producción incluidas en el mismo, excepto la producción de régimen especial renovable y no renovable, y para la reducción del programa de consumo de bombeo previsto en el PDBF), 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 antes de las 13:00 horas del día 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 las 13:00 horas, 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 más allá de las 14:30 horas, 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 previstos 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 anulado el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien, este desvío por indisponibilidad haya formado parte de 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 resultante del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.
- 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 están implantados sistemas coordinados de asignación 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 están implantados sistemas coordinados de asignación 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, incluido el PDVP y otros soportes de información asociados, 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, 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 e importación y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y exportaciones, en su caso, 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 retrasase 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 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.

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el OS de otras ofertas casadas en 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, 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 periodo 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 aplicables por razones de seguridad de forma global 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 máximos 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 los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, 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 prorrata en caso de igualdad de precio de oferta.

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 de origen renovable, 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 que los programas de las unidades de producción de régimen especial de origen no renovable que hayan presentado una oferta de restricciones de energía a bajar a precio cero, serán reducidos en último lugar, y sólo antes de la reducción de producción de régimen especial de origen renovable.

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

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.

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 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 exportaciones a otros sistemas.
- Aplicación de interrumpibilidad a clientes a tarifa 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

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 no renovable que haya presentado una oferta de restricciones de energía a bajar a precio cero, y de la producción de régimen especial renovable, para las que se requerirá la activación del sistema de teledisparo, sólo en último lugar y en el mismo orden indicado.

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.

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 Intradiario, 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 intradiario.

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/interrupción a los programas de intercambio internacional

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 reducción de dichas exportaciones de energía.

En primer lugar se determinará el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la energía máxima a intercambiar en sentido exportador asociada al nuevo valor de la capacidad de intercambio, así como las transacciones afectadas por esta modificación de la capacidad de intercambio respecto a la anterior prevista y comunicada.

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 intercambio, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo, 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.

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 competente, 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 en las interconexiones internacionales o en el sistema eléctrico peninsular español, 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 complementario.

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 redepachada y los precios incorporados en estos redepachos, 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 redepachos 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:

ANEXO: 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 UPOPVP 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 UPOPVP 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.

— 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 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.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVMER)

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 UPOPVMER, 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 ó UPOPVE):

— 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 UPOPVCBB ó UPOPVCBE):

— 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 UPLVPV):

— 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 UPLVPVCBN):

— 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 UPLVPVCB):

— 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 con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase 1, 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) 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 ECOSBO, 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 mayoración KMAX, 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 ó 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 KMAX, 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 KMIN, 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 KBO, 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 ó 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 KMAY, 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 KMIN, 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 KMIN, 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. 4.1
**RESOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-
ESPAÑA**

funcionamiento de los correspondientes sistemas eléctricos [Definición Net Transfer Capacity (NTC) de E.T.S.O.]

3.3. Programa de intercambio de energía entre sistemas eléctricos

Energía programada para intercambio entre dos sistemas eléctricos interconectados en cada periodo de programación, acordada conjuntamente entre los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.

3.4. Programa de intercambio de energía ejecutado por un determinado sujeto

Valor en cada periodo de programación del programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos interconectados llevado a cabo por un determinado sujeto mediante la nominación de un programa con entrega física correspondiente a un contrato bilateral o una transacción comercial establecida mediante participación en el mercado ibérico de producción .

3.5. Congestión

Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitado por los sujetos del mercado, debido a la falta de capacidad de los elementos de interconexión o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

3.6. Acción Coordinada de Balance

Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

3.7. Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España

Documento publicado conjuntamente por los Operadores de los Sistemas español y francés, tras la notificación previa, o la aprobación cuando sea necesario, a las Autoridades Reguladoras respectivas, que establece de forma detallada, las condiciones de funcionamiento y participación en el sistema conjunto de subastas explícitas coordinadas.

3.8. Unidades de Programación Genéricas

Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las subastas de contratación de energía a plazo y/o para la notificación del uso de los derechos de capacidad en las interconexiones con mecanismo coordinado.

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es desarrollar el proceso para la resolución de las congestiones en la interconexión Francia-España mediante el sistema de subastas explícitas coordinadas (Fase I), establecido en el Anexo I de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS)
- b) Operador del Mercado Ibérico, Polo Español (OM)
- c) Sujetos interesados en la utilización de la capacidad de intercambio (SM)

3. DEFINICIONES

Las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España incorporan un capítulo específico de Definiciones. Se incluyen, no obstante, a continuación un conjunto más reducido de definiciones de interés para la mejor comprensión del contenido de este procedimiento de operación.

3.1. Interconexión internacional

Conjunto de líneas que unen subestaciones de un sistema eléctrico con subestaciones de otro sistema eléctrico interconectado vecino, y que ejercen una función efectiva de intercambio de energía entre sistemas eléctricos.

3.2. Capacidad de intercambio

Se define capacidad de intercambio o capacidad neta de intercambio como el máximo valor admisible del programa de intercambio de energía que puede establecerse en un determinado sentido de flujo de potencia entre dos sistemas eléctricos interconectados, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en los respectivos sistemas eléctricos y teniendo en consideración las posibles incertidumbres técnicas sobre las condiciones futuras de

4. ASIGNACIÓN DE DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD MEDIANTE SUBASTAS EXPLÍCITAS EN DIFERENTES HORIZONTES TEMPORALES

4.1. Organización general del proceso de subastas explícitas coordinadas

La asignación de capacidad en la interconexión Francia-España se articula mediante la organización por parte del Operador del Sistema español en coordinación con el Operador del Sistema francés de una serie de subastas explícitas para la asignación de derechos físicos de capacidad en diferentes horizontes temporales.

Las subastas explícitas serán organizadas con carácter general en los horizontes anual, mensual, diario e intradiario. El calendario de estas subastas será publicado en la página web de ambos Operadores del Sistema.

En el horizonte intradiario se organizarán dos subastas explícitas, cubriendo la primera de ellas los 24 periodos de programación del día D.

Con anterioridad a la celebración de cada una de las subastas explícitas, ambos Operadores del sistema publicarán conjuntamente las especificaciones de dicha subasta donde se precisará como mínimo la capacidad ofrecida, el sentido, el plazo de recepción de ofertas y el plazo para la publicación de los resultados. Los cálculos de capacidad total de intercambio seguirán siendo efectuados según lo definido en el procedimiento de operación por el que se establece la gestión de las interconexiones internacionales.

Con anterioridad a las subastas diaria e intradiarias los OS llevarán a cabo un proceso de conformidad de nominaciones de programas para la utilización de la capacidad adquirida en las subastas previas, perdiendo los sujetos el derecho a la utilización de esta capacidad en caso de que estas nominaciones de programas no confirmen la utilización de dicha capacidad. Los Operadores del Sistema utilizarán esta información para calcular la capacidad disponible para ser ofrecida en el horizonte temporal inmediato siguiente, capacidad a la que añadirán la capacidad liberada por aplicación de superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

4.2. Sujetos autorizados a participar en las subastas explícitas coordinadas

Podrán participar en el sistema de subastas explícitas coordinadas aquellos sujetos que estando habilitados para la realización de intercambios, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan además las siguientes condiciones:

- Adhesión a las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España.
- Justificación ante los Operadores del Sistema de las garantías bancarias necesarias para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de su participación en el sistema de subastas explícitas coordinadas

4.3. Garantías bancarias requeridas para la participación en el sistema de subastas coordinadas

El conjunto de garantías bancarias requeridas para la participación en el sistema de subastas coordinadas se detallará en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España.

4.4. Capacidad ofrecida en los diferentes horizontes temporales

La capacidad ofrecida en cada uno de los horizontes temporales será determinada conjuntamente por los Operadores del Sistema, siendo comunicada conjuntamente y con la suficiente antelación a los participantes de las subastas explícitas coordinadas en las especificaciones de cada subasta.

A modo indicativo se señalan a continuación las capacidades que serán ofrecidas en cada subasta.

4.4.1. Subasta anual

En la subasta anual se ofrecerá como mínimo, siempre y cuando sea técnicamente posible, el siguiente valor de capacidad:

- Sentido Francia-España: 200 MW
- Sentido España-Francia: 100 MW

4.4.2. Subasta mensual

En la subasta mensual se ofrecerá en cada sentido de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, al menos un tercio de la capacidad de intercambio.

4.4.3. Subasta diaria

En la subasta diaria se ofrecerá en cada sentido de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, al menos un tercio de la capacidad de intercambio.

Así mismo en la subasta diaria se ofrecerá también la capacidad liberada, proveniente tanto de capacidad adquirida cuyo uso no se ha notificado antes de la subasta diaria como aquella otra liberada por aplicación de superposición de los programas firmes existentes en contra dirección.

4.4.4. Subastas intradiarias

No se reservará capacidad alguna específicamente para su asignación en el horizonte intradiario.

En las subastas intradiarias se ofrecerá cualquier capacidad liberada, proveniente tanto de capacidad adquirida para la que su uso no se ha notificado, como aquella liberada por aplicación de superposición de los programas firmes existentes en contra dirección.

5. UTILIZACIÓN DE LOS DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD ASIGNADOS MEDIANTE SUBASTAS EXPLÍCITAS EN DIFERENTES HORIZONTES TEMPORALES

5.1. Confirmación de la capacidad que podrá ser finalmente utilizada. Autorización para la programación

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, enviará con la suficiente antelación a los sujetos con capacidad previamente asignada u obtenida mediante transferencia bilateral, la confirmación de la capacidad que podrá ser finalmente utilizada para el intercambio de energía a través de la interconexión. Esta confirmación se efectuará en la forma y plazos que se establezcan en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España.

5.2. Utilización de los derechos físicos de capacidad. Aplicación de la regla "usado o perdido"

Con el objeto de maximizar el uso de la capacidad de intercambio, en este sistema de subastas explícitas coordinadas se aplicará la regla "usado o perdido".

Para la aplicación de esta regla, la utilización de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las diferentes subastas explícitas u obtenidos mediante transferencia bilateral estará supeditada a la notificación de su uso a los operadores del sistema. En caso contrario, los derechos de uso adquiridos y no notificados se perderán, pudiendo ser de este modo reasignada la capacidad.

El proceso de nominación de capacidad y los intercambios de información asociados se describen en detalle en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación y en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España.

5.2.1. Capacidad asignada en las subastas anuales y mensuales

La utilización de la capacidad asignada en las subastas anuales y mensuales se materializará por los sujetos tenedores de esos derechos en los plazos definidos en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la operación, mediante la notificación a los Operadores del Sistema de la utilización de la correspondiente capacidad de intercambio.

La capacidad asignada en las subastas anuales y mensuales podrá ser utilizada para la ejecución de un Contrato Bilateral con entrega física que deberá ser declarado en los plazos definidos en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación y/o para la programación en el Mercado Diario ibérico de producción de una transacción de intercambio comercial.

La notificación de utilización de capacidad de intercambio mencionada dará lugar a la existencia de una transacción internacional firme, a los efectos de

4.5. Asignación de capacidad

Para cada una de las subastas explícitas coordinadas, la asignación de capacidad será efectuada, en cada sentido de flujo, empezando por asignar la capacidad solicitada al sujeto que haya presentado la oferta más elevada y así sucesivamente hasta haber asignado toda la capacidad disponible en dicho sentido de flujo..

El precio de la última oferta de compra de capacidad asignada fijará el precio marginal de la subasta explícita. En caso de existir coincidencia de precio en las ofertas de capacidad al final de la asignación, la capacidad que reste en dicho momento se asignará prorrateando en función de la capacidad solicitada entre las ofertas presentadas a este precio.

La capacidad asignada estará constituida por números enteros de MW.

En el caso de que las ofertas de compra presentadas por los sujetos en una subasta no den lugar a congestión, no existirá pago alguno por la asignación de capacidad.

4.6. Publicación de los resultados de las subastas explícitas coordinadas

Los resultados de las subastas serán publicados en la forma y plazos establecidos en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España.

4.7. Obligaciones de pago

Para cada una de las subastas explícitas coordinadas la asignación de capacidad generará una obligación de pago para cada sujeto adjudicatario de capacidad igual al producto del volumen de capacidad asignado por el precio marginal resultante de la subasta en la que se ha adquirido la capacidad.

La obligación de pago adquirida por el sujeto será definitiva e independiente de si el sujeto decide finalmente utilizar o no la capacidad de intercambio asignada.

4.8. Cambio de titularidad de los derechos físicos de capacidad. Mercados secundarios de capacidad

La capacidad adquirida en las subastas explícitas anual y mensual podrá ser transferida a terceros mediante acuerdo bilateral, siempre bajo condición de la notificación a los Operadores del Sistema de cualquier cambio de titularidad.

La capacidad adquirida en la subasta explícita anual podrá ser revendida en las posteriores subastas explícitas mensuales y diarias. La capacidad adquirida en la subasta explícita mensual podrá ser revendida en las posteriores subastas explícitas diarias.

En las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España quedarán recogidas todas las condiciones y plazos en los que se efectuarán las mencionadas transferencias bilaterales y reventas de capacidad.

aplicación de la regla "usado o perdido" y a la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección.

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, aplicará la regla "usado o perdido" y la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, para liberar y poder reasignar en subastas explícitas posteriores la capacidad no utilizada.

5.2.2. Capacidad asignada en la subasta diaria

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, pondrá a disposición del Operador del Mercado Ibérico, Polo Español la información relativa a los derechos de uso asignados en la subasta diaria, de modo que dicha información sea tenida en cuenta en los procesos de aceptación de ofertas en el mercado diario.

La capacidad asignada en la subasta diaria podrá ser utilizada para la ejecución de un Contrato Bilateral con entrega física que deberá ser declarado en los plazos definidos en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la operación y/o para la programación de una transacción comercial de intercambio en el Mercado Diario Ibérico de producción .

Tras la publicación del Programa Diario Viable Provisional el día D-1, el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, aplicará la regla "usado o perdido" para liberar y poder reasignar en la subasta explícita inmediata posterior la capacidad no utilizada, entendiendo por capacidad no utilizada aquella que no tenga la correspondiente energía en el Programa Diario Viable Provisional, o cuya contraparte en el Sistema Eléctrico francés no se haya notificado.

5.2.3. Capacidad asignada en las subastas intradiarias

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, pondrá a disposición del Operador del Mercado Ibérico, Polo Español la información relativa a la capacidad asignada en las subastas intradiarias, de modo que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de las ofertas al mercado intradiario presentadas por los sujetos adjudicatarios de capacidad.

La capacidad asignada en las subastas intradiarias podrá ser utilizada por los sujetos en los plazos y forma establecidos en la Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España, mediante la programación de transacciones en las sesiones intradiarias del mercado ibérico de producción .

6. FIRMEZA DE LOS DERECHOS DE USO DE CAPACIDAD ASIGNADOS EN LAS SUBASTAS

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, utilizará las medidas a su alcance para garantizar que los derechos de uso de la capacidad de intercambio asignados en las diferentes subastas explícitas puedan ser finalmente utilizados para la realización de intercambios internacionales.

En el caso de que, en razón de la aplicación de los criterios de seguridad establecidos en uno o en ambos sistemas eléctricos, se identificase una situación de congestión en la interconexión, se procederá según se establece a continuación:

- Si la identificación de la situación de congestión tiene lugar con anterioridad a la notificación a los Sujetos del Mercado de la Autorización para la Programación, los Operadores del Sistema reducirán mediante prorrata las capacidades previamente asignadas, compensando económicamente a sus titulares según se establece en el apartado 7 de este procedimiento.
- Si la situación de congestión en la interconexión se produce con posterioridad a la notificación a los Sujetos del Mercado de la Autorización para la Programación, los Operadores del Sistema garantizarán en caso de ser así necesario la ejecución de los programas de intercambio resultantes de la utilización de las capacidades asignadas, por medio de una "Acción Coordinada de Balance" según se establece en el apartado 8 de este procedimiento.

7. COMPENSACIÓN ECONÓMICA A LOS TITULARES DE LOS DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD REDUCIDOS ANTES DE LA NOTIFICACIÓN A LOS SUJETOS DEL MERCADO DE LA AUTORIZACIÓN PARA PROGRAMACIÓN

En el caso de que la situación de congestión se identifique en la interconexión con anterioridad a la notificación a los Sujetos del Mercado de la Autorización para la Programación, la reducción de las capacidades asignadas se hará mediante prorrata sobre las capacidades asignadas previamente, independientemente del horizonte temporal en el que hayan sido adquiridas.

En estos casos de reducción de las capacidades asignadas, el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, cancelará las obligaciones de pago de los sujetos del mercado adjudicatarios de dicha capacidad en la parte correspondiente a la reducción de capacidad aplicada. Adicionalmente, el sujeto será compensado con una cantidad equivalente al 10% de las obligaciones de pago que le hayan sido canceladas por dicha reducción.

8. SISTEMA DE SOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA POSTERIORES AL PDBF

8.1. CONDICIONES GENERALES

Las situaciones en las que puede resultar necesaria la aplicación del mecanismo de solución de congestiones en la interconexión entre Francia y España posteriores al PDBF pueden ser de dos tipos:

8.1.1. Nivel de intercambio de energía resultante del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) superior a la capacidad de intercambio efectiva entre Francia y España

Si el valor del programa horario de intercambio de energía resultante del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) para la interconexión entre Francia y España resultase ser superior al valor de la capacidad efectiva de intercambio para dicha interconexión en el correspondiente sentido de flujo, debido, por ejemplo, a una reducción de la capacidad de intercambio respecto a la inicialmente prevista y publicada, el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo francés, identificará la magnitud de la diferencia entre ambos valores, diferencia que será tenida en cuenta dentro del proceso de programación de la operación de cada uno de los dos sistemas como un requerimiento de reserva adicional de potencia.

La aplicación efectiva del mecanismo de solución de congestiones en la interconexión entre Francia y España posteriores al PDBF sólo tendrá lugar si, llegado el horizonte de programación para el que se hubiera identificado el requerimiento de reserva adicional de potencia, el valor del programa horario de intercambio de energía entre ambos sistemas sigue siendo superior al máximo compatible con la seguridad de uno o de ambos sistemas eléctricos.

En este caso, el mecanismo que se aplicará para resolver las congestiones identificadas en la interconexión entre Francia y España será el descrito en el apartado 8.2 de este procedimiento.

8.1.2. Congestión identificada en tiempo real

Se identificará una situación de congestión en tiempo real en la interconexión entre Francia y España, en un cierto sentido de flujo, cuando el valor de capacidad de intercambio sea inferior al nivel del programa horario de intercambio de energía entre ambos sistemas eléctricos resultante de la programación prevista.

Para resolver este tipo de congestiones identificadas en tiempo real en la interconexión entre Francia y España, por ejemplo, por desvíos de programas de intercambio que soportan otros programas en contra dirección, se aplicará el mecanismo de solución de congestiones descrito en el apartado 8.2 siguiente.

8.2. MECANISMO DE SOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA CON POSTERIORIDAD AL ESTABLECIMIENTO DEL PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO (PDBF)

8.2.1. Acción Coordinada de Balance

En las situaciones descritas en los apartados 8.1.1 y 8.1.2, se aplicará el mecanismo de solución de congestiones en la interconexión entre Francia y España posteriores al PDBF definido bajo el término "Acción Coordinada de Balance" en el apartado 3.6 de este procedimiento.

Para la aplicación de esta acción, los Operadores de los Sistemas español y francés establecerán de forma coordinada un nuevo programa de intercambio de energía en la interconexión entre ambos sistemas, superpuesto a los programas de intercambio existentes, y de la magnitud y sentido apropiados de manera que el saldo neto global de los programas de intercambio entre ambos sistemas eléctricos respete el valor de la capacidad de intercambio existente garantizando la resolución de la situación de congestión identificada en la interconexión en tiempo real.

Tras la programación efectiva de dicha acción coordinada de balance, cada sistema gestionará, según sea necesario, sus mecanismos de balance, teniendo en cuenta las necesidades globales de cada sistema para así hacer frente a la nueva situación.

La solución de las congestiones identificadas en la interconexión entre Francia y España tras la publicación del PDBF permitirá la ejecución efectiva de todos los programas de intercambio de energía establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación, sin que ninguno de estos programas deba verse reducido o anulado por causa de la congestión identificada en la interconexión entre Francia y España (salvo en caso de Fuerza Mayor, según se recoge en el apartado 8.3 de este procedimiento).

8.2.2. Criterios de aplicación

Los criterios de aplicación del mecanismo descrito en el apartado 8.2.1 serán los siguientes:

- Se aplicará de forma coordinada por los operadores de los sistemas español y francés.
- Se aplicará bajo criterios de no discriminación y máxima transparencia.
- Se aplicará sólo cuando la congestión no pueda ser aliviada por otros métodos, tales como la adopción de común acuerdo de medidas topológicas.
- Se aplicará por el tiempo mínimo imprescindible para aliviar la congestión.

8.3. ACTUACIÓN EN CASO DE FUERZA MAYOR

En caso de Fuerza Mayor, cuando no sea viable la aplicación del mecanismo descrito en el apartado 8.2 de este procedimiento, no será posible garantizar la ejecución efectiva de los programas de intercambio de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación, ejecución que llevaría asociado un nivel de intercambio de energía entre sistemas no compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en dichos sistemas eléctricos.

En este caso de Fuerza Mayor, los programas de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación podrán ser reducidos con respecto al valor programado. Dichas reducciones se efectuarán por el valor mínimo necesario para aliviar la congestión en la interconexión, y se aplicarán de

forma complementaria con las acciones establecidas para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia en el correspondiente sistema eléctrico.

En este caso de Fuerza Mayor, la compensación aplicable será igual al 100% del valor de la capacidad reducida, siendo calculado este valor en base a los precios de las subastas explícitas en las que fueron asignados inicialmente los derechos reducidos.

La aplicación de esta situación en caso de Fuerza Mayor deberá ser justificada posteriormente por el Operador del Sistema a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y sujetos afectados.

8.4. VALORACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTES RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE SOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA POSTERIORES AL PBF

En el caso de la aplicación de Acciones Coordinadas de Balance, se utilizarán los criterios de liquidación siguientes:

- Liquidación de los desvíos provocados por la programación de la Acción Coordinada de Balance:

El operador de cada sistema eléctrico deberá hacer frente a la liquidación de los desvíos que se generen en su correspondiente sistema eléctrico con motivo de la programación de la Acción Coordinada de Balance.

- Pago de la energía suministrada a través de la Acción Coordinada de Balance:

El sistema inicialmente exportador compensará al importador por la energía no exportada como consecuencia de la reducción de capacidad de intercambio, valorada al precio del mercado diario del sistema exportador, y se devolverá además al sistema importador la parte de la renta de congestión, asociada a la energía no exportada, que en otra situación correspondería al sistema exportador, valorándola mediante una media ponderada de los precios resultantes de las subastas anual, mensual, diaria e intradiaria correspondientes al período afectado.

9. ACTUACIÓN EN CASO DE FALLO O MAL FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS UTILIZADOS PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

En las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Francia-España se detallarán las actuaciones que deberá efectuar el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo francés, en los casos en los que se produzcan fallos o mal funcionamiento de los sistemas informáticos utilizados para la asignación de capacidad.

10. PRUEBAS DE LOS NUEVOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información asociado al mecanismo de gestión de la interconexión Francia – España ambos Operadores del Sistema propondrán una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

eléctricos interconectados, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en los respectivos sistemas eléctricos y teniendo en consideración las posibles incertidumbres técnicas sobre las condiciones futuras de funcionamiento de los correspondientes sistemas eléctricos [Definición Net Transfer Capacity (NTC) de E.T.S.O.]

P.O. 4.2

RESOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN PORTUGAL-ESPAÑA

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es desarrollar el proceso para la resolución de congestiones en la interconexión eléctrica entre España y Portugal mediante el sistema de subastas explícitas coordinadas y de Separación de Mercados, establecido en las normativas española y portuguesa vigentes por las que se fijan los principios del mecanismo de resolución de congestiones en la interconexión España-Portugal.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) Operadores de los Sistemas Eléctricos de España y Portugal (OS)
- b) Operador del Mercado (OM)
- c) Sujetos interesados en la utilización de la capacidad de intercambio

3. DEFINICIONES

Las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión España – Portugal incorporan un capítulo específico de Definiciones. Se incluye, no obstante, a continuación un conjunto más reducido de definiciones de interés para la mejor comprensión del contenido de este procedimiento de operación.

3.1. *Interconexión internacional*

Conjunto de líneas que unen subestaciones de un sistema eléctrico con subestaciones de otro sistema eléctrico interconectado vecino, y que ejercen una función efectiva de intercambio de energía entre sistemas eléctricos.

3.2. *Capacidad de intercambio*

Se define capacidad de intercambio o capacidad neta de intercambio como el máximo valor admisible del programa de intercambio de energía que puede establecerse en un determinado sentido de flujo de potencia entre dos sistemas

3.3. *Programa global de intercambio de energía entre sistemas eléctricos*

Energía programada para intercambio entre dos sistemas eléctricos interconectados en cada período de programación, acordada conjuntamente entre los operadores de los sistemas eléctricos respectivos. Dicho programa global comprende tanto los programas individuales de intercambio ejecutados mediante contratos bilaterales por sujetos específicos del mercado como el programa de intercambio que se derive tras los mercados Diario e Intradía en el ámbito del MIBEL.

3.4. *Programa de intercambio de energía ejecutado por un determinado sujeto*

Para cada período de programación, valor del programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos interconectados llevado a cabo por un determinado sujeto mediante la nominación de derechos de capacidad asignados en subastas explícitas.

3.5. *Separación de Mercados*

Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado se separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

3.6. *Subastas explícitas*

Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio que se desarrolla de forma exclusiva e independiente del mercado de energía y que asigna una parte de la capacidad de intercambio con anterioridad a éste.

3.7. *Congestión*

Situación en la que la interconexión que enlaza las dos redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitado por los sujetos del mercado a través de contratos bilaterales o como resultado del proceso de Separación de Mercados, debido a una insuficiente capacidad de los elementos de interconexión y/o de las propias redes de transporte nacionales en cuestión.

3.8. *Acción Coordinada de Balance*

Programa de intercambio de energía entre dos sistemas eléctricos establecido en tiempo real, de forma coordinada entre los operadores de ambos sistemas y que se superpone a los programas de intercambio firmes para, respetando éstos, resolver una situación de congestión identificada en tiempo real en la interconexión.

3.9. Autorización para la programación

Autorización emitida por los operadores de ambos sistemas donde se establece la capacidad asignada en subastas anual, trimestral y/o mensual que podrá ser finalmente utilizada por los sujetos del mercado adjudicatarios de dicha capacidad, una vez se han tenido ya en cuenta las posibles reducciones de la capacidad de intercambio inicialmente disponible.

3.10. Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España (Reglas IPE)

Documento publicado conjuntamente por los Operadores de los Sistemas eléctricos español y portugués, tras la aprobación de las Autoridades Reguladoras respectivas, que establece de forma detallada las condiciones de funcionamiento y participación en el sistema conjunto de gestión coordinada de la utilización de la capacidad de intercambio.

Las Reglas IPE se considerarán a todos los efectos, una vez aprobadas, como parte integrante de este procedimiento de operación.

3.11. Capacidad máxima de intercambio utilizable en el proceso de Separación de Mercados (ATC)

Valor máximo de capacidad de intercambio, en cada periodo de programación, y en cada uno de los dos sentidos de flujo de la interconexión entre España y Portugal, utilizable en el proceso de casación de ofertas del Mercado Diario e Intradía, con aplicación del mecanismo de Separación de Mercados en caso de Congestión.

3.12. Unidades de Programación Genéricas

Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las subastas de contratación de energía a plazo y/o para la notificación del uso de los derechos de capacidad en las interconexiones con mecanismo coordinado.

4. ASIGNACIÓN DE DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD MEDIANTE SUBASTAS EXPLÍCITAS EN HORIZONTES TEMPORALES SUPERIORES AL DIARIO

4.1. Entrada en funcionamiento del proceso de subastas explícitas coordinadas

El proceso de subastas explícitas coordinadas entrará en funcionamiento en la fecha que se establezca por la Dirección General de Política Energética y Minas, una vez concluidos satisfactoriamente los periodos de pruebas de los nuevos sistemas de información, por lo que inicialmente, y de forma transitoria, el mecanismo de resolución de congestiones en la interconexión España-Portugal, se regirá en su totalidad por el proceso de separación de mercados.

4.2. Organización general del proceso de subastas explícitas coordinadas

La asignación de derechos de capacidad de la interconexión Portugal-España se articula mediante la organización por parte del Operador del Sistema español en coordinación con el Operador del Sistema portugués de una serie de subastas explícitas para la asignación de derechos físicos de capacidad en diferentes horizontes temporales de plazo superior al diario.

Las subastas explícitas serán organizadas con carácter general en los horizontes anual, trimestral y mensual. El calendario de estas subastas será publicado en la página Web de los Operadores del Sistema, una vez se inicie la aplicación del sistema de subastas explícitas.

Con anterioridad a la celebración de cada una de las subastas explícitas, ambos Operadores publicarán conjuntamente las especificaciones de dicha subasta donde se precisará como mínimo la capacidad ofrecida, el sentido de flujo, el plazo de recepción de ofertas y el plazo para la publicación de los resultados. Los cálculos de capacidad total de intercambio en cada sentido se efectuarán según lo definido en el procedimiento de operación por el que se establece la gestión de las interconexiones internacionales.

Una vez hayan entrado en funcionamiento las subastas explícitas y con anterioridad al proceso de Separación de Mercados, los OS llevarán a cabo un proceso de intercambio y validación de nominaciones de programas para la utilización de los derechos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas o en transferencias bilaterales previas. Los sujetos perderán tales derechos de uso de esta capacidad en caso de que estas nominaciones de programas no confirmen la utilización de dichos derechos de capacidad, y ello con independencia de la liquidación que corresponda por el traspaso de dichos derechos al proceso de Separación de Mercados. Los OS utilizarán esta información para calcular la capacidad disponible para los procesos posteriores, teniendo además en cuenta la capacidad liberada por aplicación de superposición de los programas firmes existentes en cada sentido, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

4.3. Sujetos autorizados a participar en las subastas explícitas coordinadas

Podrán participar en el sistema de subastas explícitas coordinadas aquellos sujetos que estando habilitados para la realización de intercambios de acuerdo con la normativa vigente, cumplan además las siguientes condiciones:

- Adhesión a las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España (Reglas IPE).
- Justificación ante la entidad designada por los Operadores de los Sistemas, de las garantías necesarias para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de su participación en el sistema de subastas explícitas coordinadas.

4.4. Garantías requeridas para la participación en el sistema de subastas coordinadas

El conjunto de garantías requeridas para la participación en el sistema de subastas explícitas coordinadas se detallará en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España.

4.5. Capacidad ofrecida en los diferentes horizontes temporales

La capacidad ofrecida en cada uno de los horizontes temporales será determinada conjuntamente por ambos Operadores, siendo comunicada conjuntamente y con la suficiente antelación a los participantes de las subastas explícitas coordinadas en las especificaciones de cada subasta.

Se señalan a continuación las capacidades que serán ofrecidas en cada subasta, una vez que éstas entren en funcionamiento. Los OS podrán modificar estos valores, y publicar los nuevos valores aplicables en sus respectivas páginas Web, una vez obtenida la aprobación de las Autoridades Reguladoras.

4.5.1. Subasta anual

En la subasta anual se ofrecerá en cada sentido de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, el 15 % de la capacidad de intercambio prevista

4.5.2. Subasta trimestral

En la subasta trimestral se ofrecerá en cada sentido de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, el 15 % de la capacidad de intercambio prevista más aquella que no hubiera sido asignada en la subasta anual.

4.5.3. Subasta mensual

En la subasta mensual se ofrecerá en cada sentido de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, el 15 % de la capacidad de intercambio prevista más aquella que no hubiera sido asignada en la subasta trimestral correspondiente.

4.6. Asignación de capacidad en el sistema de subastas explícitas

Para cada una de las subastas explícitas coordinadas, una vez éstas hayan entrado ya en funcionamiento, la asignación de capacidad será efectuada, en cada sentido de flujo, empezando por asignar capacidad al sujeto que haya presentado la oferta más elevada y así sucesivamente hasta haber asignado toda la capacidad disponible establecida en la especificación de la correspondiente subasta en dicho sentido de flujo.

El precio de la última oferta de compra de capacidad asignada fijará el precio marginal de la subasta explícita. En caso de existir coincidencia de ofertas de capacidad al final de la asignación, la capacidad que reste en dicho momento se asignará proporcionalmente a la solicitada entre las diferentes ofertas presentadas a este precio.

La capacidad asignada estará constituida por números enteros de MW.

En el caso de que el total de las ofertas de adquisición de capacidad presentadas en una subasta no supere al total de capacidad ofrecida en dicha subasta, no existirá pago alguno por la asignación de capacidad.

4.7. Publicación de los resultados de las subastas explícitas coordinadas

Los resultados de las subastas serán publicados en la forma y plazos establecidos en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España.

4.8. Obligaciones de pago

Para cada una de las subastas explícitas coordinadas, la asignación de derechos de capacidad generará una obligación de pago igual al producto del volumen de capacidad asignada por el precio marginal resultante de la subasta en la que se haya adquirido la capacidad.

La obligación de pago adquirida por el sujeto será definitiva e independiente de si el sujeto decide finalmente utilizar o no los derechos de capacidad de intercambio asignados.

4.9. Cambio de titularidad de los derechos físicos de capacidad. Mercados secundarios de capacidad

Los derechos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas anual, trimestral y mensual, una vez éstas estén funcionando, podrá ser transferidos a terceros mediante acuerdo bilateral, siempre bajo condición de la notificación a los Operadores del Sistema de cualquier cambio de titularidad.

En las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España quedarán recogidas todas las condiciones y plazos en los que se podrán efectuar las mencionadas transferencias de capacidad.

El Sujeto inicialmente propietario de los derechos de capacidad transferidos sigue siendo responsable de la obligación de pago generada por la compra de tales derechos en la correspondiente subasta explícita de capacidad en la que se asignaron.

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo portugués, llevará a cabo los desarrollos necesarios para que en una fase posterior los sujetos con derechos de capacidad adquiridos en la subasta explícita anual, una vez realizada ésta, puedan poner a la venta dichos derechos de capacidad en las posteriores subastas explícitas trimestrales y mensuales así como los derechos de capacidad trimestral en las subastas explícitas mensuales.

En las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España quedarán recogidos todas las condiciones y plazos en los que se efectuarán las mencionadas reventas de capacidad.

5. UTILIZACIÓN DE LOS DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD ASIGNADOS MEDIANTE SUBASTAS EXPLÍCITAS EN DIFERENTES HORIZONTES TEMPORALES SUPERIORES AL DIARIO

5.1. *Confirmación de la capacidad que podrá ser finalmente utilizada. Autorización para la programación*

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo portugués, enviará con la suficiente antelación a los sujetos con derechos de capacidad previamente adquiridos, la confirmación de los derechos de capacidad que podrán ser finalmente utilizados para el intercambio de energía a través de la interconexión. Esta confirmación se efectuará en la forma y plazos que se establezcan en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España.

5.2. *Utilización de los derechos físicos de capacidad. Aplicación de la regla "usado o retribuido"*

Con objeto de maximizar el uso de la capacidad de intercambio, en este sistema de subastas explícitas coordinadas se aplicará la regla "usado o retribuido".

Para la aplicación de esta regla, la utilización de los derechos de capacidad adquiridos en las diferentes subastas explícitas, o por transferencia bilateral, estará supeditada a la notificación de su uso considerándose en caso contrario que el titular de la capacidad renuncia al uso de los derechos adquiridos no notificados y pudiendo de este modo volver a ofrecerse la capacidad no utilizada en el proceso de Separación de Mercados del Mercado Diario.

Los derechos de capacidad se considerarán notificados cuando se haya comunicado la ejecución de los contratos bilaterales a los que se refiere el apartado 5.3.

Los sujetos que disponiendo de derechos de capacidad, bien asignados en el proceso de subastas explícitas descrito anteriormente, o bien a través de transferencia bilateral, decidan no notificar o bien notificar parcialmente el uso de dichos derechos, obtendrán un derecho de cobro igual al producto de la capacidad no notificada por la diferencia positiva entre los dos precios marginales horarios que, en su caso, queden establecidos a uno y otro lado de la interconexión entre Portugal y España en el proceso de Separación de Mercados del Mercado Diario.

Los intercambios de información asociados se describen en detalle en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación y en las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España.

5.3. *Capacidad adquirida en las subastas anuales, trimestrales y mensuales, y por transferencia bilateral*

La utilización de los derechos de capacidad adquiridos en las subastas anuales, trimestrales y mensuales, y/o por transferencia bilateral, una vez hayan entrado en funcionamiento las subastas explícitas de capacidad, se materializará por los sujetos antes del Mercado Diario mediante la simple notificación del uso de dicha capacidad al Operador del Sistema español por medio de la notificación de ejecución de un contrato bilateral entre unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español y unidades de programación del sistema eléctrico continental portugués,

pudiendo ejecutarse el contrato bilateral con unidades de programación físicas o con unidades de programación genéricas.

La utilización de los derechos de capacidad mencionados dará lugar a la existencia de una transacción internacional firme a los efectos de aplicación de la regla "usado o retribuido" y a la superposición de los programas firmes existentes en cada sentido, para liberar y poder utilizar en posteriores procesos la capacidad no utilizada.

6. UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO MEDIANTE SEPARACIÓN DE MERCADOS, EN HORIZONTES TEMPORALES DIARIO E INTRADIARIO

6.1. *Separación de Mercados del Mercado Diario*

Los Operadores del Sistema español y portugués publicarán de forma coordinada los valores de capacidad de intercambio (NTC) acordados.

Una vez estén implantadas la Subastas Explícitas de capacidad, el Operador del Sistema portugués pondrá a disposición del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, antes del Mercado Diario la información relativa a las notificaciones del uso de derechos de capacidad anuales, trimestrales y mensuales realizadas por los sujetos del mercado.

Los Operadores del Sistema establecerán de común acuerdo los valores de capacidad máxima de intercambio utilizable en el proceso de casación de ofertas en el mercado Diario e Intradía (ATC), con Separación de Mercados, en caso de congestión, bajo el criterio general de poder disponer en cada sentido de flujo de la interconexión, siempre y cuando sea técnicamente posible, de al menos un 55% de la capacidad de intercambio (NTC). Hasta el momento en el que esté implantada la subasta anual, el valor del que se dispondrá para el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario será del 70% de la capacidad de intercambio (NTC) en cada sentido de flujo, cantidad que será igual al 100% durante el periodo transitorio previo a la implantación del sistema de subastas explícitas. Este valor podrá ser modificado según indica el punto 4.5.

A los valores de capacidad así establecidos, los Operadores del Sistema añadirán también la capacidad que no haya sido asignada en la subasta explícita mensual precedente, la capacidad liberada proveniente de la capacidad adquirida y no notificada antes del Mercado Diario, y aquella otra capacidad liberada por aplicación de superposición de los programas firmes existentes en cada sentido.

El Operador del Sistema portugués, en nombre de ambos OS, tras el proceso de nominaciones de derechos de capacidad previo al Mercado Diario, pondrá a disposición del Operador del Mercado, antes del Mercado Diario, los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC), determinados conforme a lo indicado anteriormente.

El Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español tendrá en cuenta en el Mercado Diario e Intradía estos valores de capacidad máxima, comunicados por el Operador del Sistema portugués, para garantizar que el programa de intercambio en la interconexión resultante tras la casación de ofertas en dicha sesión no supere el valor

de dicha capacidad máxima utilizable en el correspondiente sentido de flujo en cada período de programación.

En caso de que el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español identifique una discrepancia entre los valores de capacidad máxima a considerar en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC) y los valores de capacidad de intercambio (NTC) y programas nominados en uso de derechos físicos de capacidad, comunicará a los Operadores del Sistema tal discrepancia al objeto de que sea subsanada.

6.2. Separación de Mercados del Mercado Intradía

En el proceso de casación de ofertas en las distintas sesiones del Mercado Intradía, se deberá garantizar que en cada sentido de flujo y en cada período de programación, el programa de intercambio en la interconexión resultante tras la casación de ofertas en dicha sesión no supere el valor de la capacidad máxima utilizable en el Mercado Diario e Intradía (ATC) comunicado por el Operador del sistema portugués, en nombre de ambos OS.

Cada vez que la capacidad de intercambio (NTC) se vea modificada respecto a la inicialmente prevista, el Operador del Sistema portugués, en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del Operador del Mercado los nuevos valores de capacidad máxima utilizables en el Mercado Diario e Intradía (ATC) para su consideración en el proceso de casación de ofertas de las siguientes sesiones del Mercado Intradía.

El Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, tendrá en cuenta así el último valor de capacidad máxima utilizable en el Mercado Diario e Intradía (ATC) comunicado por el Operador del Sistema portugués, en nombre de ambos OS, para cada sentido de flujo y período de programación, a la hora de realizar la casación de ofertas en el Mercado Intradía, al objeto de garantizar que el programa de intercambio en la interconexión resultante tras la casación de ofertas en dicha sesión no supere el valor de dicha capacidad máxima utilizable (ATC) en el correspondiente sentido de flujo en cada período de programación, o que al menos, no contribuya a incrementar el nivel de congestión, en los casos en los que la congestión estuviese ya presente antes de dicha sesión.

En caso de que el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español identifique una discrepancia entre los valores de capacidad máxima a considerar en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC) y los valores de capacidad de intercambio (NTC) y programas nominados en uso de derechos físicos de capacidad, comunicará a los Operadores del Sistema tal discrepancia al objeto de que sea subsanada.

7. FIRMEZA DE LOS DERECHOS DE CAPACIDAD ADQUIRIDOS EN LAS SUBASTAS EXPLÍCITAS Y DE LOS PROGRAMAS DE INTERCAMBIO

El Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo portugués, utilizará las medidas a su alcance para garantizar, salvo en caso de Fuerza Mayor, que los derechos de uso de la capacidad de intercambio adquiridos en las diferentes subastas explícitas puedan ser finalmente utilizados para la realización de intercambios internacionales.

De igual modo, ambos operadores garantizarán el programa de intercambio derivado del proceso de Separación de Mercados.

En el caso de que, en razón de la aplicación de los criterios de seguridad establecidos en uno o en ambos sistemas eléctricos, se identificase una situación de congestión en la interconexión, se procederá según se establece a continuación:

- Si la identificación de la situación de congestión tiene lugar con anterioridad a la comunicación a los sujetos del mercado de la Autorización para la programación, los Operadores reducirán mediante prorrateo los derechos de capacidad previamente asignados, y ello con independencia del horizonte temporal en el que han sido asignados, compensando económicamente a sus titulares según se establece en el apartado 8 de este procedimiento.
- Si la situación de congestión en la interconexión se produce con posterioridad a la comunicación a los sujetos del mercado de la autorización para la programación, los Operadores garantizarán la ejecución de los programas que se originen como consecuencia de la utilización de derechos físicos de capacidad previamente asignados, y en su caso, el programa de intercambio derivado del proceso de Separación de Mercados, por medio de la aplicación de una "Acción Coordinada de Balance" según se establece en el apartado 10 de este procedimiento.

8. COMPENSACIÓN ECONÓMICA A LOS TITULARES DE LOS DERECHOS FÍSICOS DE CAPACIDAD PREVIOS A LA COMUNICACIÓN A LOS SUJETOS DEL MERCADO DE LA AUTORIZACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN

En el caso de que la situación de congestión se identifique en la interconexión con anterioridad a la comunicación de la autorización para la programación, la reducción de los derechos de capacidad se hará mediante prorrateo entre los derechos de capacidad obtenidos previamente, independientemente del horizonte temporal en el que hayan sido adquiridos.

En estos casos de reducción de los derechos de capacidad, los Operadores de los Sistemas español y portugués compensarán al sujeto titular de dichos derechos con una cantidad equivalente al producto de los derechos reducidos por la diferencia positiva entre los dos precios marginales horarios, correspondientes a los períodos donde se han reducido los derechos, que queden establecidos a uno y otro lado de la interconexión entre Portugal y España en el proceso de Separación de Mercados del Mercado Diario.

9. SISTEMA DE SOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE PORTUGAL Y ESPAÑA POSTERIORES AL PDBF

9.1. Nivel de intercambio de energía resultante del Programa Base de Funcionamiento (PDBF) superior a la capacidad de intercambio efectiva entre Portugal y España

Si el programa global de intercambio de energía resultante del Programa Base de Funcionamiento para la interconexión entre Portugal y España resultase ser superior al valor de la capacidad efectiva de intercambio para dicha interconexión en el correspondiente sentido de flujo en cada período, debido, por ejemplo, a una reducción de la capacidad de intercambio respecto a la inicialmente prevista y

publicada, el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo portugués, identificará la magnitud de la diferencia entre ambos valores, diferencia que será tenida en cuenta dentro del proceso de programación de la operación de cada uno de los dos sistemas como un requerimiento de reserva adicional de potencia.

La aplicación efectiva del mecanismo de solución de congestiones en la interconexión entre Portugal y España posteriores al PDBF sólo tendrá lugar si, llegado el momento de programación para el que se hubiera identificado el requerimiento de reserva adicional de potencia, el valor del intercambio de energía entre ambos sistemas siguiera siendo superior al máximo compatible con la seguridad de uno o de ambos sistemas eléctricos.

En este caso el mecanismo que se aplicará para resolver las congestiones identificadas en la interconexión entre Portugal y España será el descrito en el apartado 10 de este procedimiento.

9.2. Congestión identificada en tiempo real

Se identificará una situación de congestión en tiempo real en la interconexión entre Portugal y España, en un cierto sentido de flujo, cuando el valor de capacidad de intercambio resulte ser inferior al programa global de intercambio de energía entre ambos sistemas eléctricos resultante de la programación prevista.

Para resolver este tipo de congestiones identificadas en tiempo real en la interconexión entre Portugal y España, se aplicará el mecanismo de solución de congestiones descrito en el apartado 10 siguiente.

10. APLICACIÓN DE ACCIONES COORDINADAS DE BALANCE

10.1. Acción Coordinada de Balance

En las situaciones descritas en los apartados 9.1 y 9.2, se aplicará el mecanismo de solución de congestiones en la interconexión entre Portugal y España posteriores al PDBF definido bajo el término "Acción Coordinada de Balance", en el apartado 3 de este procedimiento.

Para la aplicación de esta acción, los Operadores de los Sistemas español y portugués establecerán de forma coordinada un nuevo programa de intercambio en la interconexión entre ambos sistemas, superpuesto a los programas de intercambio existentes, y de la magnitud y sentido apropiados de manera que el saldo neto global de los programas de intercambio entre ambos sistemas eléctricos respete el valor de la capacidad de intercambio existente garantizando la resolución de la situación de congestión identificada en la interconexión en tiempo real.

Tras la programación efectiva de dicha acción coordinada de balance, cada sistema gestionará, según sea necesario, sus mecanismos de balance, teniendo en cuenta las necesidades globales de cada sistema para así hacer frente a la nueva situación.

La solución de las congestiones identificadas en la interconexión entre Portugal y España tras la publicación del PDBF permitirá la ejecución efectiva de todos los programas de energía establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación, sin que ninguno de estos programas deba verse reducido o anulado por causa de la congestión identificada en la interconexión entre Portugal y España,

salvo en caso de Fuerza Mayor según se recoge en el apartado 10.3 de este procedimiento.

10.2. Criterios de aplicación de las Acciones Coordinadas de Balance

Los criterios de aplicación del mecanismo descrito en el apartado 10.1 serán los siguientes:

- Se aplicará de forma coordinada por los operadores de los sistemas español y portugués.
- Se aplicará bajo criterios de no discriminación y máxima transparencia.
- Se aplicará sólo cuando la congestión no pueda ser aliviada por otros métodos, tales como la adopción de común acuerdo de medidas topológicas.
- Se aplicará por el tiempo mínimo imprescindible para aliviar la congestión.

10.3. ACTUACIÓN EN CASO DE FUERZA MAYOR

En caso de Fuerza Mayor, cuando no sea viable la aplicación del mecanismo descrito en el apartado 10.1 de este procedimiento, no será posible garantizar la ejecución efectiva de los programas de intercambio de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación, ejecución que llevaría asociado un nivel de intercambio entre sistemas no compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en dichos sistemas eléctricos.

En este caso de Fuerza Mayor, los programas de energía previamente establecidos como resultado de las diferentes modalidades de contratación podrán ser reducidos con respecto al valor programado. Dichas reducciones se efectuarán por el valor mínimo necesario para aliviar la congestión en la interconexión, y se aplicarán de forma complementaria con las establecidas para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia en el correspondiente sistema eléctrico.

En este caso de Fuerza Mayor, la compensación aplicable será igual al 100% del valor de la capacidad reducida estando calculado ese valor en base a los precios de las subastas explícitas en las que fueron asignados inicialmente los derechos reducidos. El criterio a seguir para la reducción de derechos asignados en subastas explícitas será aplicando una prorrata entre todos los sujetos que hayan programado transacciones. El precio al que será compensado cada Sujeto será el precio medio ponderado de los precios de las subastas explícitas en los que se asignaron inicialmente cada uno de los derechos reflejados en la Autorización para programar para dicho Sujeto.

La aplicación de esta situación en caso de Fuerza Mayor deberá ser justificada posteriormente por los Operadores del Sistema a las Autoridades Reguladoras y sujetos afectados.

10.4. VALORACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTES RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE SOLUCIÓN DE CONGESTIONES EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE PORTUGAL Y ESPAÑA POSTERIORES AL PDBF

La reducción de la capacidad en el corto plazo mediante el mecanismo de solución de congestiones descrito en el apartado 10 de este procedimiento, una vez que las transacciones hayan sido programadas, lleva costes asociados.

Los costes de los desvíos respecto a programa asociados a la programación de la Acción Coordinada de Balance entre sistemas serán asumidos por cada sistema de forma independiente.

Por otra parte, el sistema inicialmente exportador compensará al importador por la energía no exportada como consecuencia de la reducción de capacidad de intercambio, valorada al precio resultante de la zona exportadora, y se devolverá además al sistema importador la parte de la renta de la congestión, asociada a la energía no exportada, que correspondería a la zona exportadora valorándola a partir de la diferencia positiva de precios entre zonas en el sentido congestionado.

11. FALLO DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS Y/O DE LOS SISTEMAS DE COMUNICACIONES

En las Reglas Conjuntas de Asignación de la Capacidad de la Interconexión Portugal-España se detallarán las actuaciones que deberá efectuar el Operador del Sistema español, en colaboración con su homólogo portugués, en los casos en los que se produzcan fallos o mal funcionamiento de los sistemas informáticos utilizados para la asignación de capacidad y/o de los sistemas de telecomunicaciones utilizados para los intercambios de información con los sujetos del mercado (SM).

Los Operadores de ambos sistemas eléctricos, en colaboración con el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, desarrollarán planes de contingencia para hacer frente a posibles problemas o anomalías que afecten a la información que ha de ser objeto de intercambio de información con el Operador del Mercado, y a la información que han de intercambiar entre sí los operadores de los sistemas eléctricos español y portugués.

12. PRUEBAS DE LOS NUEVOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información asociado al mecanismo de gestión de la interconexión Portugal – España ambos Operadores del Sistema propondrán una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

**P.O. 14.3
GARANTÍAS DE PAGO**

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a cualquiera de las liquidaciones establecidas en el procedimiento de operación 14.1.

El Operador del Sistema podrá habilitar a un Tercero Autorizado para que realice la gestión de garantías y asuma la función de contrapartida central, en su caso. Si se ha concedido la citada habilitación, las menciones de este Procedimiento de Operación al Operador del Sistema relativas a la recepción, gestión y determinación de garantías, se entenderán realizadas al Tercero Autorizado. El Operador del Sistema informará adecuadamente a los Sujetos del Mercado de la habilitación al Tercero Autorizado.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos del Mercado de Producción y al Operador del Sistema.

3. CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS

Los Sujetos del Mercado que puedan resultar deudores como consecuencia de las liquidaciones del Operador del Sistema le deberán aportar garantía suficiente para dar cobertura a sus obligaciones económicas derivadas de su participación en el mercado, de tal modo que se garantice a los Sujetos acreedores el cobro íntegro de las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema y en los días de pagos y cobros establecidos en el Procedimiento de Operación 14.1.

La hora límite para aportar las garantías será las 15:00 horas del último día señalado en los distintos apartados de este Procedimiento de Operación.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el Operador del Sistema por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, serán causa de suspensión de la participación del Sujeto en el mercado de producción, según se establece en el Procedimiento de Operación 14.1.

4. LIBERACIÓN DE GARANTÍAS

El Operador del Sistema liberará la garantía que preste el Sujeto del Mercado en el momento en que éste pierda su condición de Sujeto del Mercado de Producción, siempre que haya cumplido todas sus obligaciones y haya hecho frente a todas sus

7. FORMALIZACIÓN DE LAS GARANTÍAS

La constitución de las garantías deberá realizarse a favor del Operador del Sistema mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

- a. Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema podrá rentabilizar el efectivo existente en dicha cuenta. Los intereses devengados en esta cuenta, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 0,25% que podrá conservar el Operador del Sistema en concepto de comisión de gestión, se devolverán a los Sujetos que hayan aportado los depósitos en efectivo. El Operador del Sistema realizará las retenciones oportunas de acuerdo con la legislación vigente.
- b. Aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo de la empresa avalada o afianzada, a favor del Operador del Sistema, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del aval es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al beneficiario y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado. El Operador del Sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

El Operador del Sistema podrá rechazar el aval prestado por una entidad de crédito que no tenga un "rating" de "Investment Grade".

Si la entidad avalista fuese declarada en situación concursal, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, con arreglo a los plazos fijados para la reposición de garantías.

- c. Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de las obligaciones de pago contraídas en el período a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía.

Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones de pago respecto de las liquidaciones del Operador del Sistema, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación básica y adicional y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía excepcional, exigidas por el Operador del Sistema.

- d. Cesión de los futuros cobros pendientes de pago de las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema, que el Sujeto que resulte acreedor como resultado de las liquidaciones del Operador del Sistema haga a favor de los Sujetos deudores, siempre que esta cesión se realice de acuerdo con el modelo admitido por el Operador del Sistema, sea aceptada por el Operador del Sistema y el Sujeto que cede sus futuros cobros tenga un saldo acreedor en las liquidaciones previas de acuerdo a lo establecido en el apartado 13. Con independencia de la

deudas derivadas de su participación en el mismo o, en su caso, siempre que se haya verificado que no existen tales deudas.

5. COBERTURA DE LAS GARANTÍAS

La garantía que debe prestar cada Sujeto responderá sin limitación alguna, conforme a lo establecido en el presente Procedimiento de Operación, de las obligaciones deudoras que asuma en virtud de la liquidación realizada por el Operador del Sistema.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos y recargos vigentes fueran exigibles a los Sujetos en el momento del pago por sus obligaciones deudoras por la liquidación realizada por el Operador del Sistema.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas por clientes, personas o entidades distintas de los Sujetos que actúen en el mercado de producción. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes, por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos y por las liquidaciones realizadas por el Operador del Mercado.

6. TIPOS DE GARANTÍAS EXIGIDAS

Las garantías que los Sujetos del Mercado están obligados a prestar son las siguientes:

- a. Una garantía de operación básica que se determinará por el Operador del Sistema y se concretará y revisará en función de la evolución del volumen de energía contratada en el período y de su potencia horaria máxima de compra y venta solicitada, con el fin de asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía. Esta garantía no podrá ser inferior al valor de sus posiciones deudoras máximas posibles durante un número de días que se establece en el apartado 10.

- b. Una garantía de operación adicional en el caso de que las liquidaciones practicadas al Sujeto no sean definitivas.

- c. Una garantía excepcional, exigible a los Sujetos en aquellos supuestos en que el Operador del Sistema lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de las garantías de operación básica y adicional, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto el Operador del Sistema podrá solicitar a una compañía de "rating", la calificación del riesgo del Sujeto que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía excepcional. El coste de esta calificación deberá ser asumido por el Sujeto afectado.

cantidad que el Sujeto cedente pueda hacer constar en el documento de cesión, la cantidad reconocida y, por tanto válida para constituir las garantías exigidas, será la menor entre la que consta en el documento y el máximo que se establece en el apartado 13.

8. GESTIÓN DE LAS GARANTÍAS CONSTITUIDAS

El Operador del Sistema será el responsable de la gestión de las garantías constituidas, en interés de los Sujetos del Mercado, tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El Operador del Sistema deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

El Operador del Sistema conservará en todo momento los documentos en que se formalicen las garantías constituidas mientras su titular tenga la condición de Sujeto del Mercado.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el Operador del Sistema dispondrá siempre de documentos de formalización de garantías para las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías, el Operador del Sistema conservará siempre el original de las garantías presentadas, que podrá ser reducido en su importe por el avalista en la parte de las garantías que haya sido ejecutada.

9. PRINCIPIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS EXIGIDAS

El importe de las garantías exigidas a cada Sujeto del Mercado se determinará por el Operador del Sistema basándose en lo establecido en el apartado 6 y atendiendo a los siguientes criterios:

- a. El periodo de riesgo que debe cubrir la garantía de operación básica se corresponderá con el periodo de liquidación más un incremento para considerar los días adicionales hasta el pago efectivo y los siguientes cinco días necesarios para la formalización de nuevas garantías en caso de incumplimiento y ejecución de las previamente existentes. En el caso de que el periodo de liquidación sea quincenal, el periodo de riesgo será de 35 días.
- b. Deuda máxima en el periodo de riesgo que debe cubrir la garantía de conformidad con la mejor previsión de su deuda en dicho periodo. Dicho volumen se actualizará en función de la evolución de las liquidaciones.
- c. Las obligaciones de pago que pudieran surgir como consecuencia de nuevas liquidaciones practicadas sobre meses en los que las liquidaciones previas no fueron definitivas.

10. DETERMINACIÓN DEL IMPORTE Y PERIODO DE VIGENCIA DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN BÁSICAS EXIGIDAS

El Operador del Sistema calculará y comunicará a los Sujetos del Mercado, antes del último día hábil de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, la cuantía que deberán constituir los Sujetos por el concepto de garantía de operación básica exigida para el siguiente trimestre, sin perjuicio de la revisión diaria establecida en el apartado 12 y de la revisión de garantías por cambios de potencia cuando alcancen una variación superior al 20% respecto a los valores de potencia máxima del sujeto en la última revisión de las garantías de operación básicas.

Los Sujetos del Mercado deberán modificar las garantías constituidas, conforme a lo exigido por el Operador del Sistema, durante los cuatro primeros días hábiles del mes que corresponda.

Las garantías de operación básicas se determinarán, de forma general, para cada Sujeto y actividad de las que realice en el mercado de producción de energía eléctrica, en las condiciones descritas en los apartados 10.1 y 10.2.

La garantía de operación básica calculada según se establece en este apartado se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

En el caso de que el Operador del Sistema incremente la frecuencia de las liquidaciones según se establece en el Procedimiento de Operación 14.1, los parámetros establecidos en este apartado 10 se revisarán en consonancia a los nuevos periodos de liquidación.

Cuando se produzcan cambios en los activos de los Sujetos de Liquidación, o bien se produzcan cambios regulatorios que afecten a los precios de compra o venta, las garantías de operación básicas se revisarán de acuerdo a estas nuevas condiciones, de modo que los valores históricos serán corregidos con arreglo al nuevo escenario para que representen fielmente las condiciones futuras esperadas.

El Operador del Sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En todo caso, en el momento de formalizar las garantías, la vigencia deberá ser, como mínimo, hasta la fecha prevista de presentación de la próxima revisión más un mes.

10.1 Actividades de adquisición de energía para consumidores dentro del sistema eléctrico español

Las garantías de operación básicas de los Sujetos por las actividades de adquisición de energía para consumidores se determinarán del siguiente modo:

- a. Se considerará el saldo neto deudor de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación del Operador del Sistema de cada una de las tres series formadas por un número de días, consecutivos, igual al periodo de riesgo definido en el apartado 9.a que se inician en el primer día de cada uno de los meses del

no podrá solicitar en la siguiente revisión trimestral una reducción de garantías respecto al cálculo inicial.

10.2 Actividades de producción y de intercambios internacionales de importación y exportación

Los Sujetos a los que se les liquiden actividades distintas de las descritas en el apartado 10.1, deberán presentar garantía de operación básica por el saldo deudor que les pueda corresponder como consecuencia de las liquidaciones del Operador del Sistema.

Las garantías de operación básicas por actividades distintas de las indicadas en el apartado 10.1 se determinarán del siguiente modo:

a. Para su determinación, se considerará el periodo de doce meses anterior a la fecha de cálculo, considerando meses completos.

Se determinarán los doce valores del saldo neto deudor durante los días consecutivos del periodo de riesgo del apartado 9.a que empiezan en el primer día de cada mes del periodo considerado.

b. Se seleccionará el mayor valor entre los doce valores anteriores para obtener el importe de la garantía de operación básica.

c. En todo caso, la garantía de operación básica nunca se considerará inferior a la suma de las potencias máximas de sus unidades de producción e importación por veinticuatro horas, por cuatro días y por el 10% del precio medio de desvíos por menor generación del último mes disponible. No se considerarán en este cálculo las potencias de instalaciones de régimen ordinario con derecho de cobro de garantía de potencia si el sujeto de liquidación tiene tres o más unidades de régimen ordinario con derecho de cobro de garantía de potencia.

d. Alternativamente, aquellos Sujetos que deseen una actualización más frecuente del cálculo de la garantía de operación deberán solicitar por escrito, según el modelo que el Operador del Sistema facilite, que se les someta a los requerimientos de este apartado 10.2.d. y que, por tanto, el cálculo de la garantía de operación se les realice sobre el cuarto valor más alto de los doce valores mencionados en el apartado b. En todo caso, los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías más frecuente tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12, y se utilizarán seis días para el cálculo de su garantía de operación básica mínima, descrito en el apartado c anterior.

Los sujetos de liquidación de las instalaciones de producción que soliciten el alta en el mercado deberán disponer de una garantía de operación básica inicial que se calculará como el producto de la potencia neta instalada de la nueva instalación por las garantías medias por MW depositadas por los sujetos del mercado con

año anterior del mismo periodo trimestral para el que se está calculando la garantía de operación básica.

b. Para corregir posibles aumentos de energía y de precio, cada valor se incrementará aplicando la variación máxima porcentual del importe total liquidado por el Operador del Sistema por las actividades de adquisición de energía para consumidores de cada mes respecto al mismo mes del año anterior calculada en base a las variaciones en los años anteriores de las liquidaciones del Operador del Sistema, hasta un máximo de seis.

c. El valor obtenido se minorará, en su caso, por el saldo acreedor del Sujeto en la misma serie por actividades distintas de las de consumo de energía para consumidores incrementado por la variación máxima porcentual calculada en el apartado anterior.

d. Se seleccionará el mayor valor entre los tres valores anteriores.

e. En todo caso, cada valor del apartado b. para la garantía de operación básica nunca se considerará inferior a la potencia máxima de la unidad de adquisición del Sujeto por veinticuatro horas, por nueve días y por un precio de referencia de los costes liquidados por el Operador del Sistema que será el precio del último mes disponible incrementado por un factor de crecimiento calculado en base a las variaciones porcentuales mensuales de los doce meses anteriores.

f. Alternativamente, aquellos Sujetos que deseen una actualización más frecuente del cálculo de la garantía de operación deberán solicitar por escrito, según el modelo que el Operador del Sistema facilite, que se les someta a los requerimientos de este apartado 10.1.f. y que, por tanto, el cálculo de la garantía de operación se les realice sobre el segundo valor más alto de los tres valores mencionados en el apartado d. Los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías más frecuente tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12.

g. Los Sujetos vendrán obligados a comunicar al Operador del Sistema los cambios previstos en sus adquisiciones de energía del trimestre siempre que sus adquisiciones previstas superen a las correspondientes al valor obtenido en los apartados anteriores. En este caso las garantías de operación básicas exigidas se aumentarán respecto a las calculadas de la forma general en la misma proporción en que aumenten las adquisiciones previstas.

h. Se procederá de manera análoga si el Sujeto comunicase cambios previstos y justificados en sus adquisiciones de energía del trimestre y en sus potencias máximas de compra que supongan una reducción mayor del 20% de las consideradas para el cálculo según este apartado. En todo caso, los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12. Si en algún momento del trimestre, las adquisiciones de energía superan las previstas por el sujeto, éste

instalaciones de la misma tecnología y régimen económico. Estos valores medios serán publicados por el Operador del Sistema. En el caso de sujetos de liquidación que soliciten el alta en el mercado para participar exclusivamente con unidades de exportación la garantía de operación básica mínima será de mil euros.

10.3 Actividades de venta y compra con unidades de programación genéricas

Los sujetos que realicen operaciones en el mercado de producción con unidades de venta y compra genéricas, entendiéndose por tales todas aquellas que no tengan asociadas puntos frontera de medidas o derechos de capacidad, deberán disponer de una garantía de operación básica que se calculará según lo dispuesto en el apartado 10.2. A efectos de lo dispuesto en el apartado 10.2.c se incluirán en la suma de las potencias máximas de venta o de compra de las unidades genéricas multiplicadas por cuatro.

11. DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN ADICIONALES EXIGIDAS

Cada Sujeto del Mercado deberá disponer de garantías de operación adicionales suficientes para cubrir las obligaciones de pago derivadas de futuras liquidaciones correctoras de la liquidación inicial. Las garantías de operación adicionales deberán estar cubiertas por garantías financieras con un plazo de vigencia mínimo de trece meses.

El Operador del Sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En todo caso, en el momento de formalizar las garantías, éstas no podrán ser cesiones de derechos de cobro y su vigencia deberá ser, como mínimo, de trece meses.

Mientras no se realice la liquidación final definitiva de un mes, se solicitarán garantías de operación adicionales a todos los Sujetos según se establece a continuación. La primera solicitud tendrá lugar el primer día hábil posterior al sexto día natural del mes siguiente a cada mes liquidado y los sujetos deberán constituir la garantía solicitada en los cuatro días hábiles siguientes a la petición.

La garantía de operación adicional calculada según este apartado se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

11.1 Actividades de adquisición de energía para consumidores dentro del sistema eléctrico español

Las garantías de operación adicionales de los Sujetos del Mercado por las actividades de adquisición de energía para consumidores se determinarán del siguiente modo:

- a. Se calcularán los desvíos porcentuales mensuales respecto al programa producido en cada uno de los últimos doce meses en los que se disponga de medidas firmes

definitivas y se usará el tercer porcentaje más alto (P3). En el caso de que el tercer porcentaje más alto sea inferior a uno por ciento, se utilizará el porcentaje de uno por ciento.

- b. El porcentaje P3 obtenido en el apartado anterior se aplicará al programa total liquidado del mes para obtener el desvío estimado para garantías adicionales (DG):

$$DG = P3 \times EPC$$

Donde:

EPC es la suma mensual de la energía programada de consumo

- c. El importe de garantía de operación adicional (GOA) se calculará con la fórmula siguiente:

$$GOA = PE \times (DG - DA) + PDS \times DG - IMPDA$$

Donde:

DA es la suma mensual de los desvíos asignados a cada Sujeto a partir del desvío total del conjunto de participantes en el mercado de producción en ausencia de medidas completas según lo establecido en el P.O. 14.4.

PE es el precio medio mensual de todos los conceptos repercutidos a la demanda del Sujeto como el sobre coste de las restricciones técnicas, el coste de la banda de regulación y el coste de la garantía de potencia.

PDS es el precio medio mensual de desvíos de mayor consumo, ponderado por la demanda total liquidada en cada hora

IMPDA es el importe mensual de la liquidación inicial correspondiente a los desvíos asignados DA

Si el importe así obtenido fuera acreedor, no se exigirá garantía de operación adicional por ese período.

- d. En el caso de que no exista un histórico de doce meses de liquidaciones finales definitivas de un Sujeto, se utilizará el porcentaje P3 del diez por ciento o, de ser más alto, el porcentaje promedio de los desvíos de los Sujetos distribuidores si el Sujeto es distribuidor; en caso contrario, se utilizará el porcentaje promedio de los Sujetos comercializadores y consumidores.

- e. Cuando se liquiden medidas del cierre provisional se recalcularán las garantías de operación adicionales sustituyendo en el apartado a) los desvíos porcentuales respecto al programa por la tercera diferencia más alta entre los desvíos porcentuales mensuales respecto programa obtenidos con el cierre definitivo y los desvíos porcentuales respecto programa obtenidos con el cierre provisional en cada uno de los últimos doce meses en los que se disponga de medidas firmes definitivas. Además el porcentaje mínimo de un 1% se sustituye por el de un 0,2%. En su caso, en el apartado c), se sustituye el término DA por el desvío

asignado liquidado provisionalmente y, el término IMPDA por el importe de la liquidación provisional correspondiente al desvío asignado liquidado provisionalmente. En el apartado d), se sustituye el porcentaje de 10% por un 1,8%.

- f. Los distribuidores deberán comunicar al Operador del Sistema, cada mes, los valores de energía disponibles utilizados en la facturación de las tarifas de acceso a cada comercializador o consumidor cualificado de los meses sin cierre de medidas. Dichos valores podrán ser utilizados para nuevas estimaciones del valor porcentaje P3 cuando superen los valores de energía considerados para el cálculo de garantías de operación adicionales y, en su caso, para nuevos cálculos de las garantías de operación adicionales.

11.2 Actividades de producción y de intercambios internacionales

Los Sujetos a los que se les liquiden actividades distintas de las descritas en el apartado 10.1, deberán prestar como garantías de operación adicionales la máxima diferencia deudora entre cualquier liquidación, referida a un mes completo, posterior a la inicial y la liquidación inicial correspondiente durante los últimos doce meses.

12. REVISIÓN DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN EXIGIDAS (BÁSICAS Y ADICIONALES) COMO CONSECUENCIA DEL SEGUIMIENTO DIARIO DE LAS MISMAS

Para el cálculo del importe de las garantías exigidas que en cada momento correspondan, el Operador del Sistema podrá verificar en cualquier momento que la garantía aportada por el Sujeto de Mercado cubre el importe total de las obligaciones de pago devengadas y no abonadas. Para realizar este seguimiento de forma transparente, el Operador del Sistema pondrá diariamente a disposición de los Sujetos, a través de la aplicación informática del Operador del Sistema, la siguiente información:

- Las garantías constituidas.
- Las obligaciones de pago menos los derechos de cobro devengados hasta la fecha, más las garantías de operación adicionales exigidas según el apartado 11.
- El valor porcentual del valor obtenido en el apartado b. respecto de las garantías constituidas que se indican en el apartado a.
- El valor de la garantía constituida que teóricamente no está cubriendo ni obligaciones de pago menos derechos cobrados, ni la garantía por operación adicional exigida, ni la garantía excepcional exigida, que determinará la garantía disponible.
- Una estimación del número de días de obligaciones de pago que pueden ser cubiertos por la garantía disponible. Para dicha estimación se utilizará la media diaria de las obligaciones de pago devengadas en los últimos diez días naturales.

Si el número de días calculado en e) es inferior a siete o el porcentaje calculado en el apartado c) es superior al ochenta por ciento, el Operador del Sistema instará al Sujeto del Mercado al aumento o reposición de garantías del siguiente modo:

Las nuevas garantías exigidas se calcularán conforme a lo establecido en el apartado 10, tomando el nuevo volumen de las compras si la insuficiencia se debe a un aumento de las compras, y tomando como base el valor económico de las obligaciones de pago de la semana anterior si la insuficiencia se debe a un aumento de precios respecto al considerado en el cálculo original o a otra causa. En cualquier caso, el importe de aumento o reposición de garantías será como mínimo igual al monto de garantías necesarias para cumplir con lo estipulado en el párrafo anterior, aumentado en un 20%, y redondeado al alza a un múltiplo de mil euros.

Para aquellos Sujetos del Mercado que se hayan acogido a una actualización de garantías más frecuente en los términos de los apartados 10.1.f., 10.1.h y 10.2.d, los parámetros de 7 días y 80% serán de 14 días y 60%, respectivamente.

El Sujeto del Mercado deberá constituir la garantía exigida antes de las 15:00 horas del tercer día hábil posterior a la petición de aumento o reposición de garantías.

13. CESIÓN DE COBROS

13.1 Cálculo de los cobros que se pueden ceder a terceros.

Los cobros que un Sujeto del Mercado puede ceder a otro Sujeto y que se considerarán válidos para la constitución de garantías, los calculará el Operador del Sistema en las mismas fechas y para el mismo periodo en que calcule las garantías que deben constituir los Sujetos deudores, de la forma siguiente:

- En el caso de que un Sujeto comunique al Operador del Sistema que desea realizar cesión de cobros a otro Sujeto, se le calculará la cantidad máxima que puede ceder como la suma acreedora de los saldos de sus derechos de cobro y sus obligaciones de pago en el periodo de días consecutivos en los que se ha calculado el valor de las obligaciones deudoras para el cálculo de las garantías del Sujeto receptor de la cesión, según el apartado 10.
- En el caso de que un Sujeto comunique al Operador del Sistema que desea realizar cesión de cobros a varios Sujetos, una vez calculadas individualmente las garantías que deben prestar los Sujetos, se calcularán las correspondientes al conjunto de los Sujetos receptores de la cesión de cobros determinando la cuantía y el periodo de días correspondiente de la forma indicada en el apartado 10. Los cobros que puede ceder el Sujeto como garantía al conjunto de Sujetos se calcularán, para el periodo determinado en el punto anterior, como si de un Sujeto individual se tratara.

Si los cobros a ceder no cubrieran la suma de las garantías exigidas de forma individual a cada uno de los Sujetos, éstos deberán constituir la garantía que falte mediante cualquier otro de los instrumentos establecidos en el apartado 7. A efectos

de determinar la cantidad que falta se repartirán los cobros a ceder según el orden de precedencia que comunique el Sujeto cedente, o, en su defecto, en proporción a las obligaciones deudoras de los Sujetos receptores.

13.2 Cesión de derechos de cobro como consecuencia del seguimiento diario de las garantías.

Si en el seguimiento diario de las garantías de un Sujeto, según está previsto en el apartado 12, se detecta que se dan las circunstancias para exigir al Sujeto el aumento de las garantías constituidas, y otro Sujeto comunica su deseo de cederle sus derechos de cobro, se le calcularán los que le resulten acreditados y pendientes de cobro en el período actual.

14. CRITERIOS DE ACTUACIÓN FRENTE A LOS INCUMPLIMIENTOS

14.1 Incumplimiento de las obligaciones de pago

En el caso de que algún Sujeto del Mercado de producción de energía eléctrica incumpliera en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de su actividad en dicho mercado, el Operador del Sistema ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del Sujeto incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, si el Sujeto incumplidor es un consumidor cualificado, el Operador del Sistema comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, tanto al Ministerio de Industria, Turismo y Energía, a la Comisión Nacional de Energía, así como al distribuidor de zona correspondiente al mencionado consumidor.

El Operador del Sistema podrá, además, acordar la suspensión provisional del Sujeto incumplidor, dando cuenta de ello a la Comisión Nacional de la Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

14.2 Insuficiencia de las garantías e incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías.

Cuando como consecuencia de la ejecución de garantías, por ser éstas insuficientes conforme a los apartados 10, 11 y 12, por expirar o ser insuficiente su plazo de vigencia, o como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías en los plazos previstos en los apartados 10, 11 y 12, o por cualquier otra razón, las garantías no fueran válidas o fueran insuficientes, el Operador del Sistema requerirá al Sujeto del Mercado en cuestión para que reponga su garantía en el plazo de dos días hábiles. Si transcurrido este plazo la garantía no hubiera sido repuesta, el Operador del Sistema podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado.

Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de un Sujeto de cualquiera de las garantías previstas en estos Procedimientos de Operación se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el Operador del Sistema, en caso de acordar la suspensión del Sujeto, procederá a realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el P.O. 14.1.

14.3 Situación concursal de un Sujeto del Mercado.

En el caso de que un Sujeto del Mercado entrara o estuviera en una situación concursal, deberá comunicarlo de inmediato al Operador del Sistema. El Operador del Sistema podrá exigirle una garantía complementaria e incluso podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado. Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Una vez acordada la suspensión provisional, el Operador del Sistema podrá realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el P.O. 14.1.

14.4 Incumplimiento prolongado en el pago

En el supuesto de que se produzca un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto del Mercado, que no resulte cubierto por las garantías constituidas por dicho Sujeto, el Operador del Sistema se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido en el ordenamiento jurídico. El Sujeto incumplidor vendrá obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados.

A estos efectos, se considera que se produce un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto si transcurriesen dos días hábiles desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se haya realizado.

15. PERIODO TRANSITORIO

Hasta que el Operador del Sistema disponga de doce meses naturales completos de liquidaciones practicadas a partir de la entrada en vigor de los Procedimientos de Operación de liquidaciones, el Operador del Sistema podrá utilizar, al solo efecto del cálculo de las garantías de operación básicas y adicionales, los saldos resultantes de estimar, según lo dispuesto en dichos Procedimientos, las liquidaciones de los doce meses naturales anteriores a la entrada en vigor de los Procedimientos. Estos cálculos serán puestos a disposición de los Sujetos de Liquidación.

Hasta que el Operador del Sistema disponga de seis años completos de liquidaciones practicadas según los nuevos Procedimientos de Operación de Liquidaciones, el Operador del Sistema podrá utilizar, al solo efecto de los cálculos establecidos en el apartado 10.1.b, los resultados agregados de liquidaciones de actividades para consumo nacional disponibles en el web público del operador del mercado y que hayan sido realizadas con anterioridad a la entrada en vigor de este procedimiento, hasta un máximo de seis años. Estos cálculos serán puestos a disposición de los Sujetos de Liquidación.

- b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.
- c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.
- d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado. La conversión de precios publicados en céntimos/kWh a euros/MWh se realizará multiplicando por diez sin pérdida de precisión.
- d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas

Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término "PMD" en las fórmulas de este Procedimiento de Operación significa Precio del Mercado Diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

P.O. 14.4

DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA.

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1 y en los Procedimientos de Operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.
- b. La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el Procedimiento de Operación 3.3.
- c. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.
- d. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.3.
- e. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

3. CRITERIOS GENERALES

3.1 Criterio de signos

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

4. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL PBF

4.1 Primera fase: Modificaciones del PBF por criterios de seguridad

4.1.1 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de venta

4.1.1.1 Oferta simple

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

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

4.1.1.2 Oferta compleja

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

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$$

donde:

$$ERPVPVOC_u = \text{Energía a subir de la unidad } u, \text{ en aplicación de la oferta compleja}$$

$$POPVPVDIA_u = \text{Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:}$$

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}(IMPVPV_u, IMPPHF_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$$

Siendo $IMPVPV_u$ e $IMPPHF_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el PVP y al PHF respectivamente, según lo establecido a continuación:

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

donde :

$$\begin{aligned} NAF_{u,pvp} &= \text{Número de arranques diarios en frío programados en PVP} \\ PAF_u &= \text{Precio del arranque en frío en la oferta compleja} \\ NAC_{u,pvp} &= \text{Número de arranques diarios en caliente programados en PVP} \\ PAC_u &= \text{Precio del arranque en caliente en la oferta compleja} \\ NHES_{u,pvp} &= \text{Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja} \\ PHC_u &= \text{Precio por hora en la oferta compleja} \\ ERPVP_u &= \text{Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja} \\ PEC_u &= \text{Precio por energía en la oferta compleja} \end{aligned}$$

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

$$IMPPHF_u = NAF_{u,phf} \times PAF_u + NAC_{u,phf} \times PAC_u + NHR_{u,phf} \times PHC_u + PHF_{u,phf} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde :

$$\begin{aligned} NAF_{u,phf} &= \text{Número de arranques diarios en frío programados en PHF} \\ PAF_u &= \text{Precio del arranque en frío en la oferta compleja} \\ NAC_{u,phf} &= \text{Número de arranques diarios en caliente programados en PHF} \\ PAC_u &= \text{Precio del arranque en caliente en la oferta compleja} \\ NHR_{u,phf} &= \text{Número de horas diarias con PHF mayor que cero} \\ PHC_u &= \text{Precio por hora en la oferta compleja} \\ PHF_{u,phf} &= \text{Energía diaria del PHF en el día} \\ PEC_u &= \text{Precio por energos diarios en la oferta compleja} \\ IMDCBMI_u &= \text{Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PBF, y del saldo diario de las sesiones del mercado intradiario con sus restricciones} \\ & \text{Si } IMDCBMI < 0 \text{ entonces } IMDCBMI = 0 \end{aligned}$$

Si $IMPPHF_u < 0$, entonces $IMPPHF_u = 0$

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

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u

4.1.2 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación

4.1.2.1 Transacción del mercado diario

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación correspondientes a transacciones del mercado diario, se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVC_u = ERPVPVC_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPVC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de compra u

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación de la

transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta

4.1.3.1 Transacción del mercado diario

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones del mercado diario se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERVPV_u = ERPVPV_u \times PMD$$

donde:

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

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERVPVCB_{u,cb} = ERPVPVCB_{u,cb} \times PMD$$

donde:

$ERPVPVCB_{u,cb}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad u por el contrato bilateral cb

4.1.3.3 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 a una exportación

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1

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

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCVP}_u = \text{EINCUMP}_u \times (\text{PMEDVPVS}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDVPVS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad u .

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional

La energía retirada del Programa Base de Funcionamiento a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.2. Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda

La energía asignada a bajar, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de venta de energía correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

La energía asignada a subir, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o exportación) correspondiente a contratos bilaterales cuya generación ha sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2

4.2.1.1 Con oferta simple presentada

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOOS}_{u,b} = \text{ERECOOS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOS}_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2

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

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

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

4.2.1.2.2 Unidades de venta

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERECOMERB}_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

4.2.2.2.2 Unidades de venta

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERECOSOB}_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta } u, \text{ sin oferta presentada}$$

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1 y 4.2

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$\text{OPSCPVP}_{ua} = \text{SCPVP} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

$$\text{DCERECOSOS}_u = \text{ERECOSOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERECOSOS}_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta presentada}$$

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOMERS}_u = \text{ERECOMERS}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERECOMERS}_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOMERS}_{u,b} = \text{ERECOMERS}_{u,b} \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERECOMERS}_{u,b} = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2

4.2.2.1 Con oferta simple presentada

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOOSB}_{u,b} = \text{ERECOOSB}_{u,b} \times \text{POECOB}_{u,b}$$

donde:

$$\text{ERECOOSB}_{u,b} = \text{Energía a bajar del bloque } b \text{ de la oferta simple de la unidad } u \text{ asignada en fase 2}$$

$$\text{POECOB}_{u,b} = \text{Precio de la oferta de energía a bajar del bloque } b \text{ de la unidad } u, \text{ para el proceso de resolución de restricciones técnicas.}$$

4.2.2.2 Sin oferta presentada

5. BANDA DE REGULACION SECUNDARIA

5.1 Banda de regulación secundaria

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

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

$$\begin{aligned} BAN_u &= \text{Banda de regulación secundaria asignada a la unidad } u \\ PMBAN &= \text{Precio marginal de la banda de regulación secundaria} \end{aligned}$$

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

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobre coste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

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

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en "off"

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en "off" dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

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

siendo:

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

donde:

$$\begin{aligned} PMBAN &= \text{Precio marginal de la banda de regulación secundaria} \\ KI &= \text{Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNE. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.} \\ KA_z &= \text{Coeficiente de participación de la zona de regulación } z \text{ en la reserva del sistema} \\ RNTS &= \text{Reserva nominal total a subir del sistema} \\ RNTB &= \text{Reserva nominal total a bajar del sistema} \\ TOFF_z &= \text{Ciclos en "off" de la zona de regulación } z, \text{ con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema} \\ TRCP &= \text{Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora} \end{aligned}$$

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRR_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

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

donde:

$$\begin{aligned} PMBAN &= \text{Precio marginal de la banda de regulación secundaria} \\ KB &= \text{Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1} \\ RRSP_z &= \text{Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación } z \text{ y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia} \end{aligned}$$

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

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

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

$RRBN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobre coste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de

adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

6. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL MERCADO INTRADIARIO

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u calculada según la fórmula siguiente:

$$OPRTM_{u,s} = ERVM_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERVM_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRTM_{u,s} = ERCM_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERCMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario

7. RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria

La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRT_{u,b} = ERTRTS_{u,b} \times POTERS_{u,b}$$

donde:

$ERTRTS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real

$POTERS_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

Si existe oferta compleja ésta será solamente aplicable en el caso de que cuando se aplican las limitaciones por seguridad, el programa vigente de la unidad en ese momento (PVP o PHF) es nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien si la unidad tiene 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 caso contrario, es de aplicación la oferta simple.

7.1.2.1 Oferta simple

El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b}$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b

7.1.2.2 Oferta compleja

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCDDIA_u$$

donde:

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, en aplicación de la oferta compleja

$POCDDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día obtenido valorando la energía de PHF, gestión de desvíos, regulación terciaria y restricciones técnicas al precio de la oferta compleja y descontando los ingresos netos positivos obtenidos por la energía distinta de $ERTROCS_u$, y dividiendo el importe resultante entre la energía $ERTROCS_u$

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir

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

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior al PHF más los redespachos por seguridad en tiempo real, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada por restricciones en tiempo real se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCRTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PMEDRTRS}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u , se tomará valor cero si en la hora existen restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u

PMEDRTRS_u = Precio medio de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real a la unidad u

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a una obligación de pago a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRT}_{u,b} = \text{ERTRTB}_{u,b} \times \text{POTERB}_{u,b}$$

donde:

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

$\text{POTERB}_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía b

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación

de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

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

donde:

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

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

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta

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

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

donde:

ERTRMERB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo

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

$$\text{OPERTRB}_{u,cb} = 0,7 \times (\text{ERTRTB}_{u,b} + \text{ERTROS}_{u,b} + \text{ERTRMERB}_u) \times \text{PMD}$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real

El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, $\text{MBC}_{u,b}$. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición

cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobre coste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRT_{ua} = SCRT_{ua} \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE APOYO

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobre coste de los intercambios de apoyo se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobre coste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central. MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago del sobre coste por los intercambios de apoyo (SCIA) se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio

Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario

realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

9. GESTIÓN DE DESVIOS

9.1 Gestión de desvíos a subir

La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCPRD_{u,s} = EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s$$

donde:

$EPRDS_{u,s}$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s

$PMPRDS_s$ = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar

La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPPRD_{u,s} = EPRDB_{u,s} \times PMPRDB_s$$

donde:

$EPRDB_{u,s}$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s

$PMPRDB_s$ = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. REGULACIÓN TERCIARIA

10.1 Regulación terciaria a subir

La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$$ETERS_u = \text{Energía terciaria asignada a subir a la unidad } u$$

$$PMTERS = \text{Precio marginal de la asignación de terciaria a subir}$$

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar

La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

donde:

$$ETERB_u = \text{Energía terciaria asignada a bajar a la unidad } u$$

$$PMTERB = \text{Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar}$$

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. REGULACIÓN SECUNDARIA

11.1 Regulación secundaria a subir

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

$$CATS = \begin{cases} 1 & \text{si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15} \end{cases}$$

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

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

11.2 Regulación secundaria a bajar

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

$$CATB = \begin{cases} 1 & \text{si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85} \end{cases}$$

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

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

12. DESVIOS ENTRE MEDIDA Y PROGRAMA DE LIQUIDACIÓN

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

12.1 Programa Horario de Liquidación

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma del Programa Horario Final (PHF) y de todas las energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluidas las energías de los desvíos comunicados.

12.2 Medida en barras de central

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

- La medida en barras de central de las unidades de programación de producción y de las unidades de programación de consumo de bombeo, será la suma de las

aplicación, el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 72,5 y no superior a 145 kV". En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d. La medida en barras de central de las unidades de programación de distribución y de producción de régimen especial a tarifa, se calculará de forma conjunta para ambas unidades asignándose la medida neta conjunta a la unidad de programación de distribución, de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

Para las unidades de programación de comercialización para consumidores cualificados y para las unidades de consumidores cualificados, la medida en barras de central se calculará de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

En caso de que no se disponga del cierre de medidas completas, y por tanto no se disponga de medidas de las unidades de programación de distribución, de comercialización para consumidores cualificados y de consumidores cualificados la medida en barras de central de estas unidades será el valor resultante de la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua}$$

donde:

PHL_{ua} = Programa Horario de Liquidación de la unidad u

$SALDOENE_{ua}$ = Asignación a la unidad de programación de adquisición ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE). En caso de que se disponga del cierre de medidas completas el saldo de la energía total liquidada en la hora será cero. La asignación se realizará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad según la fórmula siguiente:.

$$SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$$

.En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará programa de producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al programa de consumo, la unidad quedará excluida de la asignación.

12.2.1 Elevación a barras de central de las medidas

En este apartado se especifica el método de cálculo para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía

medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares no tendrán medidas asignadas ya que la medida de estos consumos estará asignada a las unidades de programación de producción correspondientes

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

b. La medida en barras de central de unidades de programación de importación y para las unidades de programación que representan los contratos de suministro de EDF a REE y de REE a EDF, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

c. La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 145 kV" excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de

suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

12.2.1.1 Definiciones

MBC _{uc}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del comercializador o consumidor cualificado <i>uc</i> .
MBC _{ud}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> .
MPFC _{ud,nt,ta}	Suma de las medidas de la energía suministrada a los puntos frontera de clientes cualificados por la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> a nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> . Este valor será positivo.
MPFC _{uc,nt,ta}	Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores cualificados a la unidad del comercializador o consumidor cualificado <i>uc</i> a nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> . Este valor será negativo.
MPF _{ud}	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en todos los puntos frontera de la unidad del distribuidor, <i>ud</i> , excluidos los puntos frontera de instalaciones de régimen especial a tarifa.
MPFDD _{ud}	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en puntos frontera distribución-distribución de la unidad del distribuidor, <i>ud</i> . Este valor será negativo si el valor neto indica que <i>ud</i> obtiene energía de otros distribuidores.
MPFTDDT _{ud}	Suma de las medidas de la energía intercambiada en puntos frontera de la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> con el transporte. Si la suma es en el sentido de que la distribuidora vierte energía al transporte, entonces este valor será cero.
PT	Pérdidas de la red de transporte. Este valor será negativo.
PTRD	Pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución...Este valor será negativo.
PTRD _{ud}	Asignación a la unidad de distribuidor <i>ud</i> de las pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución. Este valor será negativo.
PFI _{ueX}	Programa de intercambio en la interconexión internacional acordado por ambos operadores del sistema para la unidad

de programación de exportación *ueX*. Este valor será negativo.

CPER_{nt,ta}

Coefficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores cualificados con nivel de tensión *nt* y tarifa de acceso *ta* y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso *ta*. Este valor será positivo.

Estos coeficientes serán los establecidos en el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Las tarifas de acceso serán las establecidas en el artículo 7 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los periodos tarifarios serán los establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001. Para las tarifas de dos y tres periodos, el día de 23 horas será el primer día de verano y el día de 25 horas será el primero de invierno. Para la tarifa de seis periodos, los festivos de ámbito nacional para cada año serán publicados por el Operador del Sistema según lo establecido en el P.O. 14.1.

CPER_{fin}

Coefficiente de pérdidas para exportación por la interconexión *fin* descrito en el punto 12.2.c.

CPERDD_{nt}

Coefficiente de pérdidas para puntos frontera distribución-distribución con nivel de tensión *nt*. El valor aplicable será el correspondiente a la tarifa general de alta tensión para el nivel de tensión *nt*.

12.2.1.2. Comercializadores y consumidores cualificados

La medida elevada a barras de central de las unidades de comercializadores para consumo nacional y de las unidades de consumidores cualificados se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{uc} = \sum_{nt} \sum_{ta} [MPFC_{uc,nt,ta} \times (1 + CPER_{nt,ta})]$$

12.2.1.3. Distribuidores

La medida elevada a barras de central de las unidades de distribuidores se calculará con la fórmula siguiente:

12.3.2 Precio de desvíos a bajar

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

PDESVB = máximo (PMD, PMPRTSS)

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.1, 10.1 y 11.1 respectivamente.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

12.4 Cálculo de desvíos

12.4.1 Desvío de las zonas de regulación

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES\bar{V}_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z

PHL_u = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z

PUZ_{u,z} = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z

ESSEC_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z

EBSEC_z = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z

$$MBC_{ud} = MPF_{ud} + PTRD_{ud} + \sum_{nt} \sum_{ta} MPFC_{ud,nt,ta} \times CPER_{nt,ta} + \sum_{nt} MPFDD_{ud,nt} \times CPERDD_{nt}$$

El valor de PTRD_{ud} se calculará como se describe a continuación.

Para calcular las pérdidas medidas de transporte asignadas a la distribución (PRTD) se deducirán de las pérdidas medidas de transporte (PT) las pérdidas asignadas a las unidades de exportación, excluida la unidad que represente el contrato de exportación de REE a EDF, a la que no se asignan pérdidas:

$$PTRD = PT - \sum_{uex} PF_{uex} \times CPER_{fin}$$

Las pérdidas asignadas a la distribución, se repartirán a cada unidad de distribución ud proporcionalmente al saldo de la medida de todos los puntos frontera transporte-distribución siempre que el saldo sea en sentido tomador de energía:

$$PTRD_{ud} = PTRD \times MPFTDDT_{ud} / \sum_{ud} MPFTDDT_{ud}$$

12.3 Precio de los desvíos

A efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

$$SNSB = \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} + EPRDB_{u,s}) + \sum_u (ETERS_u + ETERB_u) + \sum_z (ESECS_z + ESECB_z)$$

12.3.1 Precio de desvíos a subir

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

PDESVS = mínimo (PMD, PMPRTSB)

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

12.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación

El desvío de cada unidad de programación u , no integrada en zona de regulación, se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES_{V_u} = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u

PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u

12.4.3 Desvío neto de las unidades de programación de distribución y de régimen especial a tarifa

La medida en barras de central de las unidades de programación de distribución y de producción de régimen especial a tarifa, se calculará de forma conjunta para ambas unidades asignándose la medida neta conjunta a la unidad de programación de distribución, de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

El desvío neto de cada unidad de programación de distribución y de las instalaciones de régimen especial a tarifa en su zona de distribución se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES_{V_{ud}} = MBC_{ud} - PHL_{ud} - PHL_{ret}$$

donde:

MBC_{ud} = Medida elevada a barras de central de cada unidad de distribución ud

PHL_{ud} = Programa horario liquidado de cada unidad de programación de adquisición de distribución ud

PHL_{ret} = Programa horario liquidado de cada unidad de programación de venta de régimen especial a tarifa en la zona de distribución del distribuidor d

12.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

- El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 12.4.1
- El desvío d de cada unidad de programación de producción en régimen ordinario no perteneciente a zona de regulación será el calculado en el apartado 12.4.2
- El desvío d de cada sujeto comercializador por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de las unidades de programación que comercializa. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto representante de sujetos productores de régimen especial será la suma de los desvíos de las unidades de programación sobre los que ejerce la representación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto productor titular de unidades de programación de producción en régimen especial y que participa directamente en el mercado, será la suma de los desvíos de las unidades de las que es titular. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada comercializador por la actividad de adquisición para clientes nacionales será la suma del desvío de su unidad de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1454/2005, y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto distribuidor será el calculado en el apartado 12.4.3
- El desvío d de cada sujeto cliente cualificado será el calculado en el apartado 12.4.2 para su unidad de programación
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente para su participación en las subastas de emisiones primarias de energía, en las subastas de distribuidores o en otras

modalidades de contratación será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

12.5.1 Desvío positivo

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DES}_d \times \text{PDESVS}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($\text{DES}_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($\text{DES}_{uz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DES}_{uz,d} \times \text{DES}_d \times (\text{PDESVS} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVP}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVP}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos positivos DESVP}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDES}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDES}_{uz,d}$$

12.5.2 Desvío negativo

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DES}_d \times \text{PDESVB}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($\text{DES}_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($\text{DES}_{uz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DES}_{uz,d} \times \text{DES}_d \times (\text{PDESVB} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DES}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DES}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos negativos DES}_{uz,d} = \text{DES}_{uz,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDES}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDES}_{uz,d}$$

12.5.3 Desvío cero

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

- a. La unidad u con desvío positivo ($\text{DES}_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{u,d} = \text{DES}_{u,d} \times \text{PMD}$$

- b. La unidad u con desvío negativo ($\text{DES}_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{u,d} = \text{DES}_{u,d} \times \text{PMD}$$

12.6. Desvíos internacionales de regulación

Los desvíos internacionales de regulación entre sistemas se valoran al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales de regulación por cada interconexión internacional

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

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional de regulación en la frontera *frint*

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$DCDIR = DIR \times PMD$

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$OPDIR = DIR \times PMD$

12.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 12.3 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$DCAB = ABI \times PDESVS$

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

$OPAB = ABE \times PDESVB$

12.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente ($SALDOLIQ < 0$) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$DCAJDV_u = -SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora ($SALDOLIQ > 0$) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$OPAJDV_u = -SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$

13. FALLO DE PROGRAMACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN GENERICAS

13.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF

El saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$OPUPGPBF = -abs(\sum_{ug} ENPBF_{ug}) \times PMD \times 2$

donde:

$ENPBF_{ug}$ = Energía en PBF de la unidad de programación genérica *ug*.

13.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF

El saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHF dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora *h*:

$OPUPGPHF = -abs(\sum_{ug} ENPBF_{ug}) \times PMD \times 0,15 \times NS$

donde:

$ENPBF_{ug}$ = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica *ug*.

NS = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora *h*.

ANEXO II

Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España
(Reglas IFE)

Versión 2.0, 15 de junio de 2007

13.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 13.1 y 13.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 12.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

Sección I. Introducción**Artículo 1.01 Valor de la Introducción**

La presente introducción forma parte integral de las Reglas IFE.

Artículo 1.02 Contexto general

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, con la posición pública de la CRE y la CNE y con la Orden Ministerial española ITC/4112/2005, estas Reglas IFE establecen los términos y condiciones que rigen la Asignación, mediante las Subastas de Capacidad Disponible, en ambas direcciones de la Interconexión Francia-España. Este mecanismo de Asignación mediante Subastas no obedece a motivaciones comerciales, sino que busca proporcionar un método de gestión de la congestión basado en mecanismos de mercado.

La Capacidad Disponible se subasta conjuntamente por los Operadores del Sistema y Gestores de la Red de Transporte de electricidad o TSOs en Francia y en España, respectivamente RTE-EDF Transport SA (RTE) y Red Eléctrica de España SA (REE). La Capacidad se subasta en diferentes horizontes temporales en forma de Derechos Físicos de Capacidad o PTRs (*Physical Transmission Rights*) para el comercio eléctrico transfronterizo. El Participante que dispone de un PTR será responsable del transporte de la energía eléctrica.

Artículo 1.03 Las Reglas IFE

Las Reglas IFE describen principalmente los diferentes tipos de Subastas, las condiciones para participar en las Subastas, los procedimientos de las Subastas y la atribución y el uso de los Derechos Físicos de Capacidad o PTRs.

Las Reglas IFE se aplican a todos los PTRs que abarquen periodos posteriores al 1 de julio de 2007.

Las Reglas IFE cancelan y reemplazan todos los mecanismos utilizados previamente para asignar capacidad, en ambas direcciones, de la Interconexión Francia-España.

Las Reglas IFE podrán ser revisadas de forma conjunta por los TSOs, según se establece en el Artículo 9.09.

Dentro del ámbito de estas Reglas, todos los acuerdos expuestos en cada artículo obligan completamente a las partes.

Estas Reglas IFE prevalecerán, cuando sea el caso, sobre las Reglas I/E francesas.

Artículo 1.04 Subastas

Las Subastas solamente conciernen a la Capacidad Disponible. Hay Subastas ciegas explícitas, que comprenden una sola ronda. El pago de la subasta se hace de acuerdo con un Precio Marginal.

Una Oferta seleccionada al finalizar una Subasta será vinculante tanto para los TSOs como para el Participante: Los TSOs deberán proporcionar al Participante la Capacidad correspondiente a la Oferta y el Participante deberá pagar la cantidad resultante de la Subasta.

El Participante adquiere así Derechos Físicos de Capacidad en las condiciones establecidas en estas Reglas IFE, que constituyen un paso necesario para tener acceso a la IFE y que debe ejercitar con

los TSOs de acuerdo con los procedimientos de Nominación establecidas en las Reglas I/E francesas y los Procedimientos de Operación españoles.

Artículo 1.05 Recuperación de los pagos de Subasta

La importancia de las interconexiones para la apertura del Mercado europeo de electricidad requiere reglas estrictas y, en particular, el establecimiento de medidas de seguridad financiera para cubrir la posibilidad de impago de alguno de los participantes.

Ambos TSOs se encargan de recuperar los pagos de Subasta.

El Participante sólo se verá oficialmente liberado de sus obligaciones una vez que haya cumplido sus deberes de pago a los TSOs.

No podrá realizarse ningún tipo de compensación entre las cantidades adeudadas a/por los TSOs.

Artículo 1.06 Naturaleza provisional de algunas estipulaciones de las Reglas IFE

Varias de las estipulaciones contenidas en las presentes Reglas IFE son de naturaleza provisional. Estas estipulaciones serán mejoradas o sustituidas por estipulaciones definitivas según la hoja de ruta establecida por CRE y CNE en enero de 2005, y respaldadas por la publicación de la Orden Ministerial española ITC/4112/2005. Esto conlleva particularmente a:

- la introducción de un mecanismo de "Acoplamiento de Mercados" y la subsiguiente sustitución de las Subastas Diarias explícitas por Subastas Diarias implícitas;
- la introducción de una posibilidad de ejercicio de la regla "usado o ser pagado por ello" ("*use-it-or-get-paid*") para PTRs no Nominados
- la evolución hacia una Plataforma Continua para la transferencia de PTRs.

Adicionalmente a los puntos mencionados, se están considerando actualmente las siguientes mejoras de las Reglas IFE, gracias a la información aportada por los Participantes:

- la posibilidad de Subastas adicionales con periodicidad diferente, como, por ejemplo, Subastas trimestrales;
- la creación de una Agrupación Europea de Interés Económico o una empresa filial conjunta que actuará como Administrador de las Subastas especializado, en lugar del sistema actual, por el que tanto REE como RTE actúan como Administrador de las Subastas;
- la simplificación de los procedimientos de Nominación y del sistema actual de garantías bancarias;
- la posible reventa de PTRs Anuales en las Subastas Mensuales en las que se ofrece un producto discontinuo;
- la evolución del mecanismo de asignación de capacidad en las etapas intradiarias (posible 3ª subasta intradiaria y evolución hacia una plataforma continua).

Sección II. Puntos generales

Artículo 2.01 Definiciones e interpretación

(a) Definiciones

Los términos que comienzan con mayúscula en las Reglas IFE y en sus Apéndices, tienen los significados que se les atribuye a continuación:

Perfil de Capacidad Asignado:

La Capacidad adquirida por cada Participante en las Subastas Anuales, Mensuales, Diarias y/o Intradiarias, el Precio Marginal, la Capacidad Asignada y la valoración de cada Bloque en la Subasta.

Asignación o Asignar:

El proceso mediante el cual el Administrador de Subastas atribuye Capacidad al Participante en respuesta a una Oferta notificada por el Participante.

Existen diferentes Asignaciones para distintos marcos temporales.

Subasta Anual:

La Subasta por parte del Administrador de las Subastas de Capacidad de un Periodo que cubre desde el primer Día del año hasta el último Día.

Producto Anual:

El Bloque vendido para el Periodo de 00:00:00 a 24:00:00 desde el primer Día del año hasta el último Día del año.

Apéndice:

Un apéndice de las Reglas IFE.

Artículo:

Un artículo de las Reglas IFE.

Administrador de las Subastas:

Ambos TSOs que dirigen conjuntamente las Subastas o la Agrupación Europea de Interés Económico (o la filial común) que será creada en el futuro para operar dicho sistema de subastas.

Especificaciones de las Subastas:

Las características específicas de una Subasta, incluyendo especialmente el Producto puesto a Subasta, el Día de la Subasta, el horario de apertura y cierre de la sesión de Subasta, las condiciones que deben cumplir las Ofertas para ser aceptadas, las condiciones para Notificar los resultados de la Subasta y el plazo de reclamaciones, tras el cual no se admitirá ninguna reclamación o disputa.

Herramienta Informática de las Subastas:

El sistema informático utilizado para recibir las Ofertas, procesarlas y devolver los Resultados y para publicar información relevante sobre las Subastas, según el Artículo 2.08.

En el APÉNDICE 6 se incluye una descripción de la Herramienta Informática de las Subastas.

Subasta:

El mecanismo utilizado para Asignar Capacidad basado en mecanismos de Mercado, mediante Subastas Anuales, Subastas Mensuales, Subastas Diarias y/o Subastas Intradiarias.

Capacidad Disponible:

La Capacidad sacada para una Subasta en particular por el Administrador de las Subastas y que está garantizada por ambos TSOs según los términos de las Reglas IFE.

Garantía Bancaria:

La Garantía Bancaria a primer requerimiento, emitida por una institución crediticia y exigida a cualquier Participante que desee participar en las Subastas. La Garantía Bancaria debe

Beneficiario	establecerse de acuerdo con el Artículo 3.02 y con el formulario del APÉNDICE 2.	Habilitación o Habilitado:	El derecho a participar en las Subastas, según los términos del Artículo 3.04.
Precio de Oferta:	Un Participante que adquiere un PTR como resultado de una Transferencia de PTRs. La parte financiera de la Oferta realizada por el Participante, expresada en Euros/MW.	Programa de Intercambio:	Un programa de intercambio de energía establecido por un Agente Nominador de acuerdo con la Autorización para Programar que especifica el Valor de Energía Horaria, expresado en números enteros de MW por Periodo Horario, intercambiado mediante la interconexión Francia-España, en la dirección Francia-España o España-Francia.
Presentador de Ofertas:	Una persona designada para presentar archivos de Ofertas en nombre de un Participante.	Fuerza Mayor	Se entenderá por Fuerza Mayor cualquier evento o circunstancia impredecible que sobrepase el razonable control del TSO, que no sea debido a un incumplimiento de dicho TSO, que no pueda ser evitado o superado razonablemente, y que haga imposible para uno o ambos TSOs cumplir, temporal o definitivamente con sus obligaciones de acuerdo con los términos de estas Reglas IFE. Las huelgas de personal de cualquiera de los TSOs que no sean de relevancia nacional no serán consideradas como Fuerza Mayor.
Oferta:	Una Capacidad en números enteros de Megavatios y un precio en Euros/MW, ofertados por un Participante por un Bloque.	Interconexión Francia-España:	Una serie de líneas eléctricas que interconectan los sistemas de transporte francés y español.
Bloque:	Una cantidad de Megavatios enteros sacada a Subasta para un intervalo de Periodos Horarios y/o un intervalo de Días.	Acuse de Recibo Funcional:	Un mensaje electrónico enviado a través de la Herramienta Informática de las Subastas para indicar que el archivo de la Oferta se ha recibido correctamente.
Capacidad:	Un valor, expresado en números enteros de Megavatios, de transporte potencial de energía eléctrica a través de la Interconexión Francia-España, ya sea de Francia a España o de España a Francia.	Hora o H:	Una unidad de tiempo expresando un Periodo de 60 minutos.
Comisión Nacional de Energía o CNE:	La Comisión Nacional de Energía española cuya composición y funciones están determinadas por los Capítulos 6, 7 y 8 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, relativa a la organización del mercado eléctrico español.	Bloque Horario:	Cantidad de Megavatios en un número entero a lo largo de un Periodo Horario determinado.
Commission de Régulation de l'Energie o CRE:	Autoridad reguladora francesa, cuya composición y poderes están determinados por la Sección VI (artículos 28 a 43) de la ley francesa n° 2000-108, de 10 de febrero de 2000, con sus revisiones correspondientes.	Periodo Horario:	Un Periodo de una Hora, el primero de cada Día empieza a las 00:00:00.
Subasta Diaria:	La Subasta, por parte del Administrador de Subastas, de Capacidad por Periodo Horario para el Día siguiente.	Reglas I/IE:	Las Reglas de Acceso para Importaciones y Exportaciones en el Sistema Público de Transporte de Electricidad francés, tal como aparecen en la página web de RTE.
Producto Diario:	Una serie de veinticuatro (24) Bloques Horarios ofrecidos para el Día siguiente. Veintitrés (23) o veinticinco (25) Bloques Horarios en los Días en los que cambia la hora oficial.	Declaración de Aceptación IFE:	La declaración por la que un Participante se compromete a observar las Reglas IFE, tal como se publican en las páginas web de los TSOs. El formulario de declaración estándar puede encontrarse en el APÉNDICE 1.
Día o D:	Un día natural de 24 Horas, que comienza a las 00:00:00 y termina a las 24:00:00. Los Días en los que cambia la hora oficial estarán compuestos de 23 o 25 Periodos Horarios.	Reglas IFE:	Las reglas actuales de Asignación de Capacidad para la interconexión Francia-España.
Modo Degradado:	El proceso llevado a la práctica si los Sistemas de Información del Administrador de Subastas son incapaces de realizar sus funciones correctamente, especialmente en caso de que la Herramienta Informática de las Subastas se interrumpa o no esté disponible por cualquier razón.	Sistemas de Información o SI:	El entorno informático de los TSOs, al que puede acceder el Participante.

Situación Concursal:	Se refiere a la situación legal por la que el Participante está sometido a procedimientos concursales, como la liquidación forzosa, la administración judicial, una orden de disolución o cualquier situación similar.	Procedimiento de Operación:	Un documento oficial aprobado por el MITYC, que establece el sistema de subastas explícitas coordinadas en la interconexión España-Francia.
Subasta Intradiaria:	La Subasta, por parte del Administrador de Subastas, después del mercado diario de Capacidad por Periodo Horario para un Día o para parte de un Día.	Participante:	Una persona jurídica que está Habilitada y ha firmado la Declaración de Aceptación IFE.
Reglas SI:	Las normas de acceso a los Sistemas de Información y de uso de las aplicaciones de los TSOs, incluyendo sus apéndices y definiciones, según se han publicado en las páginas web de los TSOs.	Acuerdo de Participación en las Reglas I/E:	El acuerdo entre RTE y un Participante, en virtud del cual el Participante se compromete a observar las Reglas I/E, tal como aparecen en la página web de RTE.
Precio Marginal:	El Precio de Oferta más bajo seleccionado para un Bloque en una Subasta.	Parte o Partes:	Se refiere al Administrador de Subastas y/o a un Participante.
Megavatio o MW:	La unidad de potencia eléctrica expresada en Megavatios.	Periodo:	Un espacio dado de tiempo, expresado como un intervalo de Tiempo según la ISO 8601.
Orden Ministerial:	Orden Ministerial española ITC/4112/2005 que establece, entre otras cosas, el procedimiento para la gestión de congestiones en la interconexión España-Francia.	Derecho Físico de Capacidad o PTR (<i>Physical Transmission right</i>)	El derecho a utilizar Capacidad para intercambios de electricidad, expresado en MW.
Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o MITYC:	La autoridad reguladora española competente en la regulación de asuntos de energía.	Sistema Eléctrico de Potencia o Red:	El sistema compuesto por redes eléctricas, instalaciones generadoras conectadas a dichas redes y que inyectan energía eléctrica, y elementos consumidores conectados a las redes y que absorben energía eléctrica.
Subasta Mensual:	La Subasta, por parte del Administrador de Subastas, de Capacidad para un Periodo desde el primer Día del mes hasta el último Día del mes.	Producto:	Un Bloque o una serie de Bloques vendidos en una Subasta.
Producto Mensual:	El Bloque vendido para el Periodo de 00:00:00 a 24:00:00 desde el Primer Día del mes hasta el último Día del mes.	Autorización para Programar:	Las Capacidades adquiridas para cada Periodo Horario de un Día concreto en las Subastas Anuales, Mensuales, Diarias y/o Intradiarias, teniendo en cuenta, según las Reglas IFE, cualquier Reducción de Capacidad que afecte a los Perfiles de Capacidad Asignados.
Agente Nominador:	La persona jurídica autorizada para Nominar un Programa de Intercambio al menos a uno de los dos TSOs, según la Autorización para Programar obtenida por el Participante tras una Subasta o mediante transmisión o reventa de otro Participante. El Agente Nominador puede ser el Participante u otra entidad jurídica que cumpla las normativas española y francesa para la realización de operaciones de importación y exportación en sus sistemas.	Titular de PTR:	El Participante que ha obtenido un PTR en la Subasta o a través del Mercado Secundario de PTRs.
Nominación o Nominar:	Cuando un Agente Nominador, que ha recibido un mandato del Participante, Notifica al TSO correspondiente su o sus Programas de Intercambio o, cuando corresponda, el uso de sus PTRs, como la única vía posible de acceso a la IFE.	Transferencia de PTR:	El mecanismo definido en el Artículo 6.01 mediante el cual un titular de PTR puede transferir un PTR a un Participante.
Notificación o Notificar:	La transmisión de información entre el Participante y los TSOs o el Administrador de Subastas según las condiciones establecidas en el Artículo 8.01.	Reducción o Reducir:	La reducción de las Capacidades Asignadas o Programas de Intercambio, según el Artículo 2.06.
		Notificación de Reventa:	El mecanismo definido en el Artículo 6.02 y el proceso de transmisión de información entre un titular de PTR y el SMO.
		Revendedor:	Un titular de PTR que ofrece PTRs para su venta a través de Subastas Mensuales o Diarias mediante una Notificación de Reventa.
		Resultado:	La Capacidad seleccionada por cada Bloque subastado y el Precio Marginal de cada Bloque.

Seguridad del Sistema Eléctrico o Seguridad: La medida en la que el Sistema Eléctrico puede ser operado normalmente, limitando el número de incidentes, evitando incidentes graves y limitando las consecuencias en los casos en que de hecho se produzcan.

Operador del Mercado Secundario o SMO (Secondary Markets Operator) La entidad jurídica que opera el Mercado Secundario de PTRs. Recibe las Notificaciones de Transferencia y/o Reventa, las transmite al Administrador de Subastas y confirma el estado de las Notificaciones a los Participantes correspondientes, actuando

Mercado Secundario de PTRs Los mecanismos que permiten la transferencia y reventa, por parte de un titular de PTR, de los PTRs adquiridos en las Subastas Anuales y Mensuales o en el Mercado Secundario de PTRs

Notificación de Transferencia El mecanismo y proceso de transmisión de información entre un titular de PTR y el SMO definido en el Artículo 6.01

Transmisor Titular de PTR que lleva a cabo una Transferencia de PTR.

Operador del Sistema y Gestor de REE y/o RTE.

la Red de Transporte o TSO (Transmission System Operator):

Páginas Web o Sitio de Internet: Las páginas web cuyas direcciones son <https://sujetos.esios.ree.es>, www.esios.ree.es o www.rte-france.com.

Días de entre Semana

Días de lunes a viernes, ambos inclusive.

Días Hábiles De lunes a viernes, excluyendo los días festivos en Francia y/o en España.

(b) Interpretación

Los nombres de sección y los títulos de las presentes Reglas IFE se ofrecen únicamente para mayor comodidad de referencia y no expresan de ningún modo las intenciones de las Partes. No serán tenidos en cuenta al interpretar las estipulaciones contenidas en las presentes Reglas IFE.

Si cualquier estipulación de las presentes Reglas IFE fuese considerada inválida por cualquier razón, esto no afectará a la validez de las demás estipulaciones de las Reglas IFE.

Artículo 2.02 Organización de las Subastas por parte de los TSOs

Las Subastas son organizadas conjuntamente por parte del Administrador de Subastas en ambas direcciones de la Interconexión Francia-España.

El Administrador de las Subastas prepara y dirige las Subastas y proporciona toda la información que necesiten los Participantes.

Sin embargo, un cambio en la organización de las Subastas por el Administrador de Subastas no afectará a los derechos y obligaciones resultantes de una Subasta que ya haya tenido lugar.

Artículo 2.03 Subastas Anuales, Mensuales, Diarias e Intradíarias

Se realizan Subastas separadas en la dirección Francia-España y en la dirección España-Francia.

Con carácter general, se llevan a cabo las siguientes Subastas:

- Subastas Anuales para la Asignación de Capacidades desde el primer Día hasta el último Día de cada año;
- Subastas Mensuales para la Asignación de Capacidades desde el primer Día hasta el último Día de cada mes;

- Subastas Diarias para la Asignación de Capacidades durante cada Período Horario del Día siguiente.
- Dos Subastas Intradíarias para la Asignación de Capacidades durante Períodos Horarios predefinidos de un Día.

Artículo 2.04 Capacidades disponibles para las Subastas

Las Capacidades sacadas a subasta son determinadas por el Administrador de Subastas.

Las Capacidades Asignadas en las Subastas Anuales y Mensuales que no sean utilizadas por los Participantes son re-Asignadas en las Subastas Diarias de acuerdo con el Artículo 6.07(b).

Las Capacidades Asignadas en las Subastas Diarias que no sean utilizadas por los Participantes son re-Asignadas en las Subastas Intradíarias de acuerdo con el Artículo 6.07(b).

Los Participantes son informados directamente a través de la Herramienta de Subastas de las Capacidades Disponibles para cada Subasta. Esta información se publica también en las Páginas Web de los TSOs.

A título informativo, los TSOs publicarán también provisiones conjuntas a largo plazo de las Capacidades Disponibles en sus respectivas Páginas Web.

Artículo 2.05 Base sobre la cual se sacan a subasta las Capacidades

Las Capacidades son subastadas en unidades de un (1) MW con un mínimo de una (1) unidad.

Las Capacidades Anuales y Mensuales se subastan para el año entero y el mes entero respectivamente, a no ser que se indique otra cosa en las Especificaciones de la Subasta, debido a falta de disponibilidad o a otras limitaciones que afecten al NTC.

Las Capacidades diarias e intradíarias se subastan para cada Período Horario.

Artículo 2.06 Firmeza de las Capacidades Asignadas

Los TSOs toman todas las medidas razonablemente necesarias para garantizar la firmeza de las Capacidades Asignadas.

Sin embargo, por razones vinculadas a la Seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia, los TSOs podrían tener que Reducir las Capacidades Asignadas en las Subastas, antes de que se envíen las Autorizaciones para Programar.

En este caso, los TSOs Notifican al Participante las Capacidades Asignadas Anuales y Mensuales que han sido Reducidas.

Las Capacidades Asignadas del Participante son Reducidas por el Administrador de las Subastas de forma proporcional a las Capacidades Asignadas como Productos Anuales y Mensuales que no hayan sido enviadas previamente, basándose en los Perfiles de Capacidad Asignados, evitando en todo caso cualquier reducción de Capacidades Anuales y Mensuales que tenga como objetivo el asignar unos valores mínimos de capacidad en las Subastas Diaria e Intradíarias.

Las condiciones financieras de estas Reducciones se detallan en el Artículo 8.01(b).

Artículo 2.07 Firmeza de los Programas de Intercambio

Después de cada Nominación, una vez ya realizada la contrastación de Nominaciones, los Programas de Intercambio aceptados resultantes son firmes, excepto en casos de Fuerza Mayor. Ambos TSOs aplicarán las contramedidas necesarias para garantizar la firmeza de los Programas de Intercambio, evitando cualquier reducción de los mismos, a condición de que la Seguridad esté siempre asegurada.

En caso de Fuerza Mayor, los TSOs reducirán de forma proporcional los Programas de Intercambio independientemente del horizonte en el que la Capacidad ha sido obtenida.

Artículo 2.08 Publicaciones relativas a las Subastas

Los TSOs publican la siguiente información en sus Páginas Web o mediante la Herramienta Informática de las Subastas:

- las presentes Reglas IFE y sus Apéndices, junto con cualquier revisión, cuando corresponda;
- detalles de la marcha de las Subastas;
- nombres, números de fax y direcciones de correo electrónico de las personas de contacto en los TSOs;
- los formularios que deben enviar los Participantes;
- el calendario de Subastas Anuales y Mensuales;
- las Especificaciones de las Subastas y, especialmente, la Capacidad Disponible para cada Subasta;
- la información resultante de las Subastas, conservando un archivo en red de las subastas realizadas en los últimos tres años;
- el número de Participantes que han obtenido Capacidad y el número total de Participantes que han tomado parte en la Subasta;
- una lista de todos los signatarios de las Reglas IFE;
- cualquier otra información útil.

Artículo 2.09 Moneda

Las Garantías Bancarias, los precios, las condiciones de pago, los Pagos relativos a las Subastas y la totalidad de la información financiera se expresan en Euros (€).

Sección III. Condiciones de los Participantes

Artículo 3.01 Requisitos de registro

Para poder participar en las Subastas, el Participante debe cumplir todos los requisitos establecidos en estas Reglas. El Participante debe cumplimentar y firmar la Declaración de Aceptación IFE, publicada en las páginas web de ambos TSOs y adjunta a estas Reglas como Apéndice 1. La Declaración de Aceptación IFE será firmada por representantes autorizados del Participante y será enviada a uno de los TSOs, una vez debidamente cumplimentada y firmada (se necesitan tres copias originales). Para cumplir las Reglas IFE, el Participante no podrá tener más de una Declaración de Aceptación. Los Participantes que hayan sido declarados en quiebra, insolventes o en suspensión de pagos o contra los cuales se haya presentado una petición de quiebra, insolvencia o suspensión de pagos no podrán participar en las Subastas.

La Declaración de Aceptación IFE indicará el sentido de la interconexión al cual el participante está autorizado a acceder y el máximo valor de Capacidad que el participante puede adquirir en las subastas, de acuerdo con lo que se establezca, cuando así sea pertinente, en la autorización de las Autoridades Reguladoras para el uso de la interconexión Francia - España.

Al firmar una Declaración de Aceptación IFE, el Participante se compromete a cumplir todas las estipulaciones contenidas en las Reglas IFE.

En particular, el Participante se compromete a mantener actualizada la información contenida en su Declaración de Aceptación IFE y a Notificar a uno de los TSOs cualquier cambio en esta información siete días naturales antes de que tenga lugar.

Artículo 3.02 Garantía Bancaria

(a) Obligatoriedad de la Garantía Bancaria

Cualquier parte que desee una Habilitación para participar en las Subastas debe presentar primero una Garantía Bancaria según el Artículo 3.04.

Para participar en las subastas es necesario proporcionar dos Garantías Bancarias. Una Garantía Bancaria debe ser aportada para cubrir todas las deudas pendientes resultantes de la subasta de PTRs para exportaciones desde España hacia Francia y otra que debe ser aportada para cubrir todas las deudas pendientes resultantes de las subastas de PTRs para exportaciones desde Francia hacia España.

Todas los pagos que se deriven de la Subasta de PTR desde Francia hacia España quedan cubiertos por la Garantía Bancaria proporcionada de acuerdo con las Reglas I/E francesas. No se requiere una Garantía Bancaria francesa específica para las presentes Reglas IFE.

Al enviar la Declaración de Aceptación IFE (APÉNDICE 1) a los TSOs, el Participante proporciona a los TSOs las Garantías Bancarias basadas en el modelo mostrado en el APÉNDICE 2.

Las Garantías Bancarias son aceptadas una vez que los TSOs hayan Notificado al Participante y a la institución crediticia que emitió las garantías su aprobación de los términos de dichas Garantías Bancarias.

El Participante no podrá participar en Subastas durante los noventa (90) Días precedentes a la expiración de la Garantía Bancaria, a no ser que haya entregado una nueva Garantía con un periodo de validez mayor que haya sido aceptada por los TSOs.

(b) Importe de la Garantía Bancaria

El importe mínimo de las Garantías Bancarias es de cien mil (100.000) Euros.

Si los TSOs se ven forzados a ejecutar la Garantía Bancaria, el importe mínimo de la Garantía Bancaria exigida al Participante se cambia al más alto de los tres valores siguientes:

- el total de todas las facturas emitidas según las Reglas IFE;
- cien mil (100.000) Euros * (1+ NIP), donde NIP es el "Número de Incidentes de Pago", es decir, el número de meses de entre los últimos doce meses corridos, incluyendo el mes en curso (en la fecha de la carta en la que se ejecuta la Garantía Bancaria), en los que se han producido incidentes de pago por parte del Participante;
- el importe de la Garantía Bancaria más alta que se ha exigido de hecho a este Participante durante los seis meses precedentes, excluyendo el mes en curso (en la fecha de la carta en la que se acoge a la Garantía Bancaria).

Para modificar el importe de su Garantía Bancaria, el Participante debe proporcionar a los TSOs una nueva Garantía Bancaria.

Esta solicitud de modificación es aceptada una vez que los TSOs han Notificado a la institución crediticia y al Participante que aprueban los nuevos términos de la Garantía Bancaria.

El Participante no podrá participar en Subastas si el importe de la Garantía Bancaria es menor que cien mil (100.000) Euros o menor que el último importe mínimo de Garantía Bancaria exigida por el Participante según el presente Artículo.

(c) Ejecución de la Garantía Bancaria

La Habilitación del Participante será suspendido de acuerdo con el Artículo 3.05(a), con efecto a partir del Día en el que los TSOs ejecuten la Garantía Bancaria.

Artículo 3.03 Prerrequisitos para el acceso a la red

Por lo tanto, para ser Habilitado, el Participante debe cumplir también las siguientes condiciones:

- Firmar un Acuerdo de Participación en las Reglas I/E con RTE, lo cual es necesario para realizar importaciones o exportaciones al o del Sistema Eléctrico de Potencia francés;
- Cumplir la normativa española relativa a las operaciones de importación y/o exportación en el sistema español.

En el caso de posibles contradicciones entre las Reglas IFE y las Reglas I/E y/o la normativa mencionadas, en asuntos relativos al acceso a la red en la interconexión Francia-España, ambos TSOs propondrán una modificación de las Reglas IFE para adecuarlas a posibles cambios futuros en sus legislaciones nacionales.

Si los TSOs retiran la Habilitación de un Participante, dicho Participante ya no puede seguir participando en las Subastas, y la Capacidad Asignada que no haya sido usada ya no podrá ser Nominada por el Agente Nominador correspondiente.

Los TSOs ofrecerán las Capacidades liberadas como resultado de la retirada de la Habilitación en las siguientes Subastas.

El Participante continúa adeudando cualquier cantidad correspondiente a la adquisición de Capacidades perdidas por dicho Participante como resultado de la retirada de su Habilitación. El Participante no puede reclamar ninguna compensación en razón de la aplicación de la presente estipulación.

Si se retira la Habilitación, la Declaración de Aceptación IFE para participar en las Reglas IFE se rescinde automáticamente.

El Participante cuya Habilitación ha sido retirada por iniciativa de los TSOs no podrá reclamar de nuevo la categoría de Participante después de dicha retirada.

(c) Retirada de la Habilitación por el Participante

El Participante podrá solicitar la retirada de la Habilitación en cualquier momento, para así poner fin a su participación en las Reglas IFE.

Dicha solicitud deberá realizarse por correo certificado con acuse de recibo, de acuerdo con el APÉNDICE 8.

La retirada de la Habilitación del participante entrará en vigor diez (10) Días de calendario después de que los TSOs reciban del Participante la Notificación de la retirada.

Si el Participante retirase su Habilitación, ya no podrá tomar parte en Subastas y la Capacidad Asignada que no haya sido usada no podrá ser Nominada por el Agente Nominador.

Los TSOs ofrecerán las Capacidades liberadas como resultado de dicha retirada de la Habilitación en las Subastas siguientes.

El Participante continúa adeudando cualquier cantidad correspondiente a la adquisición de Capacidades que haya perdido como resultado de la retirada de su Habilitación. El Participante no podrá solicitar ninguna compensación en razón de la aplicación de la presente estipulación.

El Participante podrá también retirar su Habilitación mediante Notificación a los TSOs por correo certificado con acuse de recibo y con efecto inmediato tras la recepción de dicha Notificación, si los TSOs no hubiesen respetado una o más de sus obligaciones esenciales a pesar de la Notificación formal por parte del Participante, realizada por correo certificado con acuse de recibo, exigiendo a los TSOs que respeten sus obligaciones, y siempre que dicha exigencia haya permanecido sin respuesta durante diez (10) Días naturales.

En cualquiera de estos casos, cuando la Habilitación se retira por iniciativa del Participante, la Declaración de Aceptación IFE se rescinde automáticamente.

El Participante cuya Habilitación ha sido retirada por iniciativa propia y según los términos del presente Artículo podrá reclamar de nuevo la categoría de Participante siguiendo el procedimiento de las Reglas IFE.

Sección IV. Procedimiento de las Subastas

Artículo 4.01 Programación de las Subastas

(a) Subastas Anuales

Los TSOs publican en sus Páginas Web, a título informativo, un calendario indicando la fecha de la Subasta Anual para la Interconexión Francia-España para el año siguiente.

Las Especificaciones de la Subasta (incluyendo la Capacidad Disponible en las Subastas Anuales) se Notifican en las Páginas Web de los TSOs, con un mínimo de antelación de cinco Días hábiles antes de la Subasta Anual.

Artículo 3.04 Habilitación

Para ser Habilitado para participar en Subastas, el Participante debe:

- Cumplir las condiciones establecidas en el Artículo 3.01, en el Artículo 3.02 y en el Artículo 3.03;
 - comunicar los nombres de los Presentadores de Ofertas al Administrador de las Subastas, de acuerdo con el formulario incluido en el APÉNDICE 3;
 - solicitar acceso a la Herramienta de Subastas;
 - seguir un curso de formación sobre el uso de la Herramienta Informática de las Subastas con el Administrador de las Subastas. El Administrador de las Subastas proporciona la formación después de que el Participante haya entregado una copia firmada de la Declaración de Aceptación IFE;
 - realizar pruebas relativas al Sistema de Información con el Administrador de las Subastas;
- La Habilitación es efectiva en la fecha indicada en la Declaración de Aceptación IFE refirmada por los TSOs, siempre que las condiciones mencionadas hayan sido cumplidas seguidamente.
- La Habilitación se otorga por un periodo indefinido y solamente podrá ser suspendida o retirada de acuerdo con las condiciones establecidas en el Artículo 3.05.

Artículo 3.05 Suspensión y retirada de la Habilitación

(a) Suspensión de la Habilitación por los TSOs

La Habilitación del Participante puede ser suspendida por los TSOs si al menos una **plurité** condiciones detalladas en el Artículo 3.04 dejara de cumplirse, sujeto a las estipulaciones del (b) del presente Artículo.

Si los TSOs suspendiesen la Habilitación de un Participante, dicho Participante ya no podría tomar parte en las Subastas y la Capacidad Asignada que permaneciese sin usar ya no podría ser Nominada por el Agente Nominador correspondiente. Los TSOs ofrecerán diariamente las Capacidades liberadas como resultado de dicha suspensión en las Subastas Diarias.

La Suspensión de la Habilitación entrará en vigor en la fecha indicada en la Notificación suspensión de la Habilitación.

El Participante será Habilitado de nuevo el día posterior al Día Laborable en el que los TSOs, antes de las 15:00:

- comprueben que las condiciones establecidas en el Artículo 3.04 vuelven a cumplirse,
- y registren el pago completo de las facturas vencidas que aún no hubieran sido pagadas por el Participante.

Cuando la Habilitación del Participante se haya restaurado, una vez que el Participante cumpla las condiciones detalladas en el Artículo 3.04, la Capacidad Asignada antes de la suspensión de la Habilitación que no haya sido usada podrá ser Nominada de nuevo y el Participante también podrá participar en las Subastas.

(b) Retirada de la Habilitación por los TSOs

Los TSOs retiran la Habilitación de un participante:

- si el Participante se encuentra en una Situación Concursal;
- si el Participante no ha respetado una o más de sus obligaciones a pesar de la Notificación formal de los TSOs, realizada por correo certificado con acuse de recibo, exigiendo al Participante que respete sus obligaciones, y siempre que dicha exigencia permanezca sin respuesta durante diez (10) Días naturales.

La retirada de la Habilitación entra en vigor en la fecha indicada en la Notificación de retirada de la Habilitación.

La Subasta Anual tiene lugar de acuerdo con la fecha publicada en el calendario. Las Ofertas deben haber sido Notificadas al Administrador de la Subasta dentro de los plazos indicados en las Especificaciones de la Subasta.

Las Ofertas presentadas por los Participantes de acuerdo con el Artículo 4.02 o, cuando corresponda, con el Artículo 4.03, son tomadas en consideración el día de la Subasta Anual.

Cada Participante es informado del Resultado de sus Ofertas no más tarde de cuatro (4) Horas después de que se haya cerrado la Subasta Anual, de acuerdo con el Artículo 7.01.

La información resultante de la Subasta Anual se publica en las Páginas Web de los TSOs dentro del plazo indicado en las Especificaciones de la Subasta. Sin embargo, los TSOs podrán anunciar fechas y Especificaciones de Subastas que se diferencien de lo anterior en sus Páginas Web.

(b) Subastas Mensuales

Los TSOs publican en sus Páginas Web, a título informativo, un calendario que indica las fechas provisionales y no vinculantes de las Subastas Mensuales para la Interconexión Francia-España para el año siguiente.

Las Especificaciones de las Subastas (incluyendo la Capacidad Disponible de las Subastas Mensuales) son Notificadas en las Páginas Web de los TSOs, con un mínimo de antelación de dos Días hábiles antes de la sesión de la Subasta Mensual.

Las Ofertas deben haber sido Notificadas al Administrador de las Subastas dentro de los plazos indicados en las Especificaciones de las Subastas.

Las Ofertas presentadas por Participantes de acuerdo con el Artículo 4.02 o, cuando corresponda, de acuerdo con el Artículo 4.03, son tomadas en consideración en el día de la Subasta Mensual.

Cada Participante es informado del Resultado de sus Ofertas no más tarde de cuatro (4) Horas después del cierre de la Subasta Mensual, de acuerdo con el Artículo 7.01.

La información resultante de la Subasta Mensual es publicada en las Páginas Web de los TSOs en el plazo indicado en las Especificaciones de la Subasta.

Sin embargo, los TSOs podrán anunciar fechas y Especificaciones de Subastas que se diferencien de lo anterior en sus Páginas Web.

(c) Subastas Diarias

Las Especificaciones de la Subasta (incluyendo la Capacidad Disponible en las Subastas Diarias) se Notifican en las Páginas Web de los TSOs, no más tarde de las 08:35, el Día anterior al Día al que se refiere la Capacidad (D-1).

Las Ofertas deben haber sido Notificadas al Administrador de las Subastas no más tarde de las 9:15.

Las Ofertas presentadas por Participantes de acuerdo con el Artículo 4.02 o, cuando corresponda, de acuerdo con el Artículo 4.03, son tomadas en consideración en el día de la Subasta Diaria.

Cada Participante es informado del Resultado de sus Ofertas no más tarde de las 09:30, de acuerdo con el Artículo 7.02.

La información resultante de la Subasta Diaria es publicada en las Páginas Web de los TSOs aproximadamente a las 09:45.

Sin embargo, los TSOs podrán anunciar fechas y Especificaciones de Subastas que se diferencien de lo anterior en sus Páginas Web.

(d) Primeras Subastas Intradía

Las Especificaciones de la Subasta (incluyendo la Capacidad Disponible en las primeras Subasta Intradía) se Notifican en las Páginas Web de los TSOs, no más tarde de las 16:05, el Día anterior al Día al que se refiere la Capacidad (D-1).

Las Ofertas deben haber sido Notificadas al Administrador de las Subastas no más tarde de las 16:45.

Las Ofertas presentadas por Participantes de acuerdo con el Artículo 4.02 o, cuando corresponda, de acuerdo con el Artículo 4.03, son tomadas en consideración en el día de la Subasta Intradía.

Cada Participante es informado del Resultado de sus Ofertas no más tarde de las 17:00, de acuerdo con el Artículo 7.02.

La información resultante de las Subastas Intradía es publicada en las Páginas Web de los TSOs antes de las 17:10.

Sin embargo, los TSOs podrán anunciar fechas y Especificaciones de Subastas que se diferencien de lo anterior en sus Páginas Web.

(e) Segundas Subastas Intradía

Las Especificaciones de la Subasta (incluyendo la Capacidad Disponible en las segunda Subasta Intradía) se Notifican en las Páginas Web de los TSOs, no más tarde de las 11:05, en el Día al que se refiere la Capacidad.

Las Ofertas deben haber sido Notificadas al Administrador de las Subastas no más tarde de las 11:45.

Las Ofertas presentadas por Participantes de acuerdo con el Artículo 4.02 o, cuando corresponda, de acuerdo con el Artículo 4.03, son tomadas en consideración en el día de la Subasta Intradía.

Cada Participante es informado del Resultado de sus Ofertas no más tarde de las 12:00, de acuerdo con el Artículo 7.04.

La información resultante de las Subastas Intradía es publicada en las Páginas Web de los TSOs antes de las 12:10.

Sin embargo, los TSOs podrán anunciar fechas y Especificaciones de Subastas que se diferencien de lo anterior en sus Páginas Web.

Artículo 4.02 Presentación de Ofertas

(a) Formato de las Ofertas

Una Oferta debe ser presentada de acuerdo con los contenidos definidos en el APÉNDICE 7 para las Subastas Anuales, Mensuales, Diarias e Intradía, respectivamente. Las Ofertas que no se presenten en el formato adecuado no serán tomadas en consideración.

Solamente una Oferta incondicional e irrevocable será considerada como transmitida válidamente al Administrador de las Subastas.

Las Ofertas dan lugar a un Acuse de Recibo Funcional. Si el Administrador de las Subastas a través de la Herramienta Informática de Subastas no emite un Acuse de Recibo Funcional por una Oferta, se considera que dicha Oferta no ha sido presentada.

(b) La Herramienta Informática de las Subastas y los Presentadores de Ofertas

La Herramienta Informática de las Subastas permite a los Participantes presentar un mensaje, formulario o archivo de Ofertas para una determinada Subasta. El Participante accede a la Herramienta Informática de las Subastas en las condiciones establecidas en el APÉNDICE 6.

Sólo podrá presentarse una Oferta para una Subasta durante el periodo en el que la Subasta permanece abierta, según se indica en las Especificaciones de la Subasta.

Un Participante podrá nombrar a uno o más Presentadores de Ofertas como sus representantes en las Subastas, de acuerdo con el APÉNDICE 3, con la restricción de que el Participante sólo podrá nombrar un máximo de 5 Presentadores de Ofertas.

Las Ofertas se envían en nombre del Participante y no en el nombre del Presentador de Ofertas. Se podrán enviar varias Ofertas en nombre del Participante para una única Subasta. Las últimas Ofertas válidas en nombre del Participante serán tomadas en consideración en el algoritmo de la Subasta.

(c) Límites

Los Participantes presentan una Oferta incluyendo un máximo de diez (10) Ofertas para una Subasta.

Las Ofertas contienen unidades enteras de MW y los Precios de Oferta en Euros por MW*h expresados con un máximo de 2 cifras decimales.

Artículo 4.03 Modo Degradado

Si las condiciones de presentación de Ofertas especificadas en el Artículo 4.02 no pueden ser puestas en práctica para una determinada Subasta, el Administrador de las Subastas podría decidir Notificar al Participante, por correo electrónico y a través de la Herramienta Informática de las Subastas o por fax, el cambio al Modo Degradado. Los TSOs publicarán también la información en sus Páginas Web, si éstas funcionan.

La Notificación del cambio a Modo Degradado indica cuáles de los tipos de Modo Degradado definidos en el APÉNDICE 4 ha sido adoptado y, si fuera necesario, las nuevas Especificaciones de las Subastas que son de aplicación.

Los TSOs no serán responsables, bajo ninguna circunstancia, si fuesen incapaces de contactar a los Participantes por los medios mencionados o si no pudiesen publicar un anuncio en sus Páginas Web.

Las Ofertas presentadas antes del cambio a Modo Degradado se considerarán inválidas y deben ser presentadas de nuevo, según las condiciones estipuladas en caso de adopción del Modo Degradado.

Si las condiciones estipuladas en caso de adopción del Modo Degradado no pueden ser cumplidas a tiempo para una determinada Subasta, esa Subasta se cancela y las Ofertas ya presentadas son automáticamente canceladas.

Artículo 4.04 Cancelación de Subastas

En el caso de no disponibilidad de la Herramienta Informática de las Subastas o de dificultades técnicas de dicha Herramienta Informática de las Subastas y/o anomalías en los intercambios de información, los TSOs podrán verse forzados a cancelar una Subasta:

- durante la propia Subasta: los Presentadores de Ofertas y los Participantes son informados por un mensaje que aparece directamente en el Herramienta Informática de las Subastas y también por correo electrónico o fax;
- después del envío de los Resultados de la Subasta y hasta el fin del plazo para la impugnación de resultados definido en el Artículo 6.05: Los Presentadores de Ofertas son informados por correo electrónico. En consecuencia, los Resultados de la Subasta son cancelados.
- las Subastas Diarias e Intradíarias también podrán ser canceladas si sus resultados no se pudiesen integrar en los procesos de los Mercados de Producción españoles.

Sección V. Determinación de los Resultados de las Subastas

Las Subastas Anuales, Mensuales, Diarias e Intradíarias son Subastas explícitas ciegas, que incluyen una única ronda de Ofertas. El Pago de la Subasta se realiza según el Precio Marginal.

Los Resultados de las Subastas se determinan de acuerdo con los principios siguientes:

- Si la Capacidad total por la cual se han presentado Ofertas es igual o inferior a la Capacidad Disponible para la Subasta en cuestión, el Precio Marginal es cero.
- Si la Capacidad total por la cual se han presentado Ofertas es superior a la Capacidad Disponible para la Subasta en cuestión, el Precio Marginal es igual al de la Oferta más baja seleccionada, ya sea total o parcialmente.
- Los resultados de las Subastas se obtienen usando el algoritmo de resolución descrito más abajo para cada Bloque. Este algoritmo de resolución es el utilizado por la Herramienta Informática de las Subastas.
 1. En primer lugar, para cada Bloque de la Subasta, los Precios de Oferta se ordenan de forma decreciente;
 2. Únicamente las Ofertas que cumplen las condiciones del Artículo 4.02 se tienen en cuenta en esta ordenación.

3. La Oferta más alta recibida por una Capacidad solicitada es seleccionada. La Capacidad Disponible restante se asigna entonces al Participante o a los Participantes que hayan presentado las siguientes Ofertas más altas, si la Capacidad solicitada no excede la Capacidad restante; este proceso se repite de nuevo para la Capacidad restante que quede.

4. Si la Capacidad solicitada en la siguiente Oferta más alta es igual o mayor que la Capacidad Disponible restante, la Oferta es seleccionada, ya sea totalmente o parcialmente hasta el límite de la Capacidad Disponible restante. El precio de esta Oferta constituye el Precio Marginal.

5. Si dos o más Participantes han presentado Ofertas válidas con el mismo precio por una Capacidad solicitada total que excede la Capacidad Disponible restante, la Capacidad Disponible restante se asigna proporcionalmente a la Capacidad solicitada en las Ofertas de estos Participantes, en unidades de al menos 1 MW. Las Capacidades asignadas se redondean hacia abajo a la cifra entera de Megavatios más cercana. El precio de estas Ofertas constituye el Precio Marginal.

- Se considera que la Capacidad ha sido Asignada a un Participante desde el momento en que el Participante es informado de ello, a no ser que deba llevarse a cabo una Cancelación de Subasta según los términos del Artículo 4.04.

- El algoritmo de resolución podría hacer que la última Oferta seleccionada fuese dividida o fraccionada, para garantizar que la Capacidad del Bloque se Asigna en su totalidad. Este fraccionamiento corresponde a una reducción en la potencia solicitada para el intervalo de Periodos Horarios o Días del Bloque. Por lo tanto, el Participante reconoce y acepta que su Oferta podría ser dividida de acuerdo con las condiciones descritas anteriormente.

Sección VI. Mercado Secundario de PTRs

Artículo 6.01 Transferencias de PTRs

a. Características de Transferencias de PTRs

Los PTRs asignados mediante Subastas Anuales y Mensuales o que sean consecuencia de una Transferencia de PTRs previa podrán ser transferidos a un Beneficiario por un Transmisor.

Los PTRs Transferidos deberán ser indicados sin tener en cuenta ninguna restricción programada, como las descritas en el Artículo 2.06.

Los SMO se reservan la posibilidad de aplicar las condiciones definidas en el Artículo 2.06 en caso de restricciones.

El volumen mínimo para una Transferencia de PTRs es de 1 MW durante 1 hora.

b. Medidas económicas

El Transmisor seguirá siendo responsable del pago del Precio Marginal de la Subasta cuando la Capacidad haya sido adquirida para las Transferencias de PTRs sin ninguna tasa adicional.

En caso de restricción, la posible indemnización según el Artículo 2.06 será a favor del Beneficiario.

c. Notificación de Transferencia

Sólo deberá entregarse al SMO una Notificación de Transferencia según el Apéndice 10.

Tras recibir una Notificación de Transferencia, el SMO verificará:

- que el Transmisor y el Beneficiario cumplen la Sección III hasta el final del periodo de transferencia;
- que el Transmisor sea, efectivamente, el Titular del PTR que vaya a ser transferido en el momento de la Notificación de Transferencia;

b. Estipulaciones financieras

El Revendedor continúa siendo el responsable del pago del Precio Marginal de la Subasta en la que la Capacidad fue adquirida inicialmente para las Transferencias de PTRs sin ninguna tasa adicional.

El Precio Marginal de una Subasta con Reventa de PTRs se establecerá según la Sección V.

As the case may be, the Reseller shall collect the Marginal Price of the Monthly or Daily Auction where the Capacity has been put for resale.

c. Notificación de Reventas

La Notificación de Reventa de un PTR debe ser notificada únicamente al SMO.

La Notificación de Reventa debe ser notificada únicamente al SMO de acuerdo a lo establecido en el Apéndice 10.

Al recibir una Notificación de Reventa, el SMO verificará:

- que el Revendedor cumple la Sección III hasta el final del período de reventa;
- que el Revendedor sea, efectivamente, el Titular del PTR que vaya a ser Revendido en el momento de la Notificación de Reventa;
- que no se haya sobrepasado el plazo de Notificación de Reventa, según se define en el Apéndice 10.
- que la Notificación de Reventa y los plazos correspondientes no se solapen con otros plazos de otra Notificación de Transferencia que continúe en vigor;
- que, para una Notificación de Reventa en una Subasta Mensual, el Revendedor notifica una capacidad constante para todo el mes correspondiente a la Subasta Mensual.

Después de recibir este archivo, el SMO envía al Revendedor:

- Un mensaje aceptando la Notificación de Reventa, siempre que la Notificación de Transferencia cumpla los criterios mencionados. El SMO aceptará temporalmente una Notificación de Reventa mediante una Subasta Mensual hasta la publicación de las Especificaciones de dicha Subasta Mensual. Si el Producto Mensual no es una banda continua, la Notificación de Reventa será finalmente rechazada; o bien
 - Un mensaje al Revendedor, detallando las razones del rechazo, en caso de que la Notificación de Reventa haya sido rechazada. El Revendedor podrá enviar entonces un nuevo archivo, repitiendo su Notificación de Reventa, que incorpore los comentarios del SMO, que lleve el mismo código de Notificación de Reventa y que cancele y sustituya al archivo anterior. Esta nueva Notificación de Reventa no deberá sobrepasar el plazo para las Notificaciones de Reventa definido en el Apéndice 10.

Una Notificación de Reventa aceptada puede ser sustituida por una nueva siempre que la nueva Notificación de Reventa cumpla con todos los requisitos establecidos en este Artículo.

Artículo 6.03 Mercado Secundario de PTRs – modo degradado

Cuando se cambie a modo degradado, la Notificación de Transferencia y la Notificación de Reventa se efectuarán por fax, según las Reglas I/E.

En modo degradado no será posible sustituir una Notificación de Reventa que hace referencia a varias Subastas Diarias después del plazo límite de Notificación de Reventas para la primera Subasta Mensual en la Notificación de Reventa.

La fecha y la hora mencionadas en el fax recibido por RTE serán consideradas auténticas.

El SMO procesará las Notificaciones de Transferencia y Reventa de las 09h00 a las 12h00 y de las 12h00 a las 17h00 de Días de entre Semana.

El SMO responderá a las Notificaciones de Transferencia y Reventa en el siguiente horario:

- que no se haya sobrepasado el plazo de Notificación de Transferencia, según se define en el Apéndice 10.

que la Notificación de Transferencia y los plazos correspondientes no se solapen con otros plazos de otra Notificación de Transferencia que continúe en vigor;

Después de recibir la Notificación de Transferencia, el SMO envía:

- Un mensaje al Transmisor y al Beneficiario, indicando su aceptación de la Notificación de Transferencia, siempre que la Notificación de Transferencia cumpla los criterios mencionados y que las comprobaciones realizadas por el SMO hayan tenido un resultado positivo; O bien
 - Un mensaje únicamente al Transmisor, detallando las razones del rechazo, en caso de que la Notificación de Transferencia haya sido rechazada. El Transmisor podrá enviar entonces un nuevo archivo, repitiendo su Notificación de Transferencia, que incorpore los comentarios del SMO, que lleve el mismo código de Notificación de Transferencia y que cancele y sustituya al archivo anterior. Esta nueva Notificación de Transferencia no deberá sobrepasar el plazo para las Notificaciones de Transferencia definido en el Apéndice 10.

Artículo 6.02 Reventa de PTRs

a. Características de la Reventa de PTRs

Los PTRs asignados mediante Subastas Anuales o que sean consecuencia de una Transferencia de PTRs previa podrán revendidos en las Subastas Mensuales y Diarias sólo en caso de que se cumplan las condiciones estipuladas más abajo

Los PTRs asignados mediante Subastas Mensuales o que sean consecuencia de una Transferencia de PTRs previa podrán revendidos en las Subastas Diarias sólo en caso de que se cumplan las condiciones estipuladas más abajo

Los PTRs asignados mediante Subastas Anuales o que sean consecuencia de una Transferencia de PTRs previa que pueden ser revendidos en una Subasta Mensual deben consistir en una banda constante de capacidad (MW) durante todo el mes correspondiente a la Reventa del PTR.

En caso de que el Producto Mensual no sea una banda constante durante todo el mes, no estará permitida la Reventa de PTRs a través de dicha Subasta Mensual.

Los PTRs asignados mediante Subastas Anuales o Mensuales o que sean consecuencia de una Transferencia de PTRs previa que pueden ser revendidos en Subastas Diarias deben describirse por Bloques horarios.

La reventa de PTRs deberá ser indicada sin tener en cuenta ninguna restricción programada, como las descritas en el Artículo 2.06.

Los SMO se reservan la posibilidad de aplicar las condiciones definidas en el Artículo 2.06 en caso de restricciones:

- En caso de restricciones antes de una Subasta Mensual, la Notificación de Reventa de PTRs que ya ha sido aceptada será reducida proporcionalmente a lo largo del todo el mes correspondiente a la Reventa de PTRs.
- En caso de restricciones antes de una Subasta Mensual, la Reventa de PTRs será reducida mediante prorata.

El volumen mínimo para una reventa de PTRs mediante una Subasta Diaria es de 1 MW durante 1 hora.

El volumen mínimo para una reventa de PTRs mediante una Subasta Mensual es de 1 MW durante 1 mes.

Sección VII. Reglas sobre el uso de la Capacidad

Artículo 7.01 Notificación de Resultados y Perfiles de Capacidad anuales y mensuales

Después de cada Subasta, cada Participante es informado de sus Resultados y Perfiles de Capacidad por medio de mensajes electrónicos.

El Administrador de las Subastas envía una Notificación con el archivo o mensaje de Resultados al Participante de acuerdo con el Artículo 4.01, especificando la Capacidad seleccionada para cada Bloque subastado y el Precio Marginal de cada Bloque según el formato definido en el APÉNDICE 7.

Los TSOs Notifican el Perfil de Capacidad Asignada a los Participantes con al menos una Oferta seleccionada, en un plazo máximo de dos (2) Días Hábiles.

Si el Sistema de Información o la Herramienta Informática de las Subastas no están disponibles, los Participantes son informados de los Resultados de la Subasta y de los Perfiles de Capacidad a través de otros medios de comunicación.

Artículo 7.02 Notificación de Resultados diarios e intradiarios

Después de cada Subasta, cada uno de los Participantes es informado de sus Resultados por medio de mensajes electrónicos.

El Administrador de Subastas envía al Participante el archivo o mensaje de Resultados de acuerdo con el Artículo 4.01, especificando la Capacidad seleccionada para cada Bloque Horario subastado y el Precio Marginal de cada Bloque Horario, según el formato definido en el APÉNDICE 7.

Artículo 7.03 Impugnación de Resultados

El Participante podrá impugnar los Resultados de acuerdo con las condiciones y con los plazos indicados en las Especificaciones de la Subasta.

Los TSOs responden al Participante dentro del plazo indicado en las Especificaciones de la Subasta.

Artículo 7.04 Autorización para Programar

(a) Capacidades anuales y mensuales

Dos Días de entre Semana antes del Día al que se refiere la Capacidad, es decir:

antes de las 16:00 del jueves para el sábado, domingo y el lunes siguientes,

antes de las 16:00 del viernes para el martes siguiente,

antes de las 16:00 del lunes para el miércoles siguiente,

antes de las 16:00 del martes para el jueves siguiente,

antes de las 16:00 del miércoles para el viernes siguiente,

los TSOs Notifican la Autorización para Programar al Participante, correspondiente a un Día en concreto, para las Capacidades adquiridas para cada Período Horario en las Subastas Anuales o Mensuales. La única diferencia entre la Autorización para Programar y los Perfiles de Capacidad enviados anteriormente de acuerdo con el Artículo 7.01 consiste en una posible Reducción en el sentido del Artículo 2.06.

(b) Capacidades Diarias

No más tarde de las 09:30 del día anterior al Día al que se refiere la Capacidad, los TSOs Notifican la Autorización para Programar al Participante, indicando la Capacidad adquirida para cada Bloque Horario en la Subasta Diaria.

- 7 Días antes de la Subasta, días de calendario, a las 17h00, para una Reventa mediante una Subasta Mensual.

- D-2 Días Hábiles a las 14h30, siendo D el Día de la Ejecución, para una Reventa de PTRs en mediante una Subasta Diaria o para una Notificación de Transferencia.

Como medida de último recurso, el cambio a modo degradado como consecuencia de una indisponibilidad no programa de los Sistemas de Información pueden desembocar en la suspensión del Mercado Secundario de PTRs.

La suspensión no dará lugar a ninguna indemnización.

Artículo 6.04 Cancelación de una Subasta

Si se cancela una Subasta relacionada con el Mercado Secundario de PTRs:

- Para una Reventa de PTRs mediante una Subasta Mensual, el Revendedor puede recuperar los PTRs y cancelar de este modo la Reventa de PTRs Sin embargo, si la Subasta Mensual se programa para una fecha posterior en ese caso las Notificaciones de Reventas se conservarán mientras el Revendedor no solicite lo contrario;

- Para una Reventa de PTRs mediante una Subasta Diaria, la Reventa de PTRs se pierde definitivamente. El Revendedor recibe en ese caso una indemnización de hasta el 100% del Precio Marginal de la Subasta en la que el PTR fue adquirido. Si el Revendedor obtuvo el PTR inicialmente en el Mercado Secundario de PTRs, los Transmisores previos renuncian a toda compensación por este PTR.

En el sistema francés, después de la consolidación de las Nominaciones recibidas por cada TSO separadamente, las Nominaciones pasarán a ser Programas de Intercambio firmes y, después de cada plazo de Nominaciones, serán por consiguiente incluidas en el proceso de Liquidación de Desvíos del Mecanismo de Balance de RTE.

Las Nominaciones recibidas en cada sistema deben en todo caso contener rigurosamente los mismos valores y respetar los plazos de nominación en ambos sistemas.

En caso de disconformidades frecuentes y/o reducciones de programas de intercambio firmes, debidos a la actuación del Participante, en caso de que se repitan y no se deban a errores involuntarios, los TSOs notificarán a las Comisiones Reguladoras (CNE y CRE) estas acciones. Esto podría conducir a la activación del Artículo 3.05 b de las Reglas.

(b) "Usado o perdido" y saldo neto (*Use it or lose it & Netting*)

El Participante pierde las Capacidades Anuales, Mensuales, Diarias o Intradíarias que no hayan sido Nominadas de acuerdo con el párrafo (a), sin tener derecho a compensación financiera. El Saldo Neto ("Netting") de las Nominaciones firmes resultantes de cada proceso de aceptación realizado por los TSOs será también aplicado y considerado en el cálculo de las capacidades disponibles para las siguientes subastas explícitas.

Artículo 7.06 Acceso a los Sistemas de Información de los TSOs

Para recibir los Perfiles de Capacidad Asignados y las Autorizaciones para Programar, el Participante accede a los Sistemas de Información de los TSOs y utiliza las aplicaciones que se ponen a su disposición de acuerdo con las condiciones definidas por los TSOs en las Reglas IFE.

En el APÉNDICE 5 se incluye una lista de las aplicaciones del Sistema de Información.

El Participante designará en la Declaración de Aceptación IFE, cuyo modelo se entrega en las Reglas IFE (APÉNDICE 1), todas las personas autorizadas para actuar en su nombre y representación en cada aplicación a la que tenga acceso.

Sección VIII. Estipulaciones financieras

Artículo 8.01 Valoración

(a) De las Capacidades Asignadas

Las valoraciones de los distintos elementos detallados a continuación no incluyen los impuestos. Serán aumentadas para incluir impuestos y gravámenes según las tasas oficiales en vigor.

Los Participantes deben pagar a los TSOs las cantidades valoradas de las Capacidades Asignadas en las Subastas.

La valoración bruta antes de impuestos de una Oferta seleccionada en una Subasta es igual al producto de:

- el Precio Marginal de la Subasta;
- la duración en Horas del Bloque correspondiente;
- la Capacidad obtenida tal como resulta de la Subasta, es decir, después de realizar cualquier fraccionamiento.

Debido a que las capacidades de intercambio no están disponibles durante los periodos de mantenimiento, los PTRs anuales podrán ser definidos con periodos de menos de 365 Días. En estos casos particulares, el PTR anual Asignado no se facturará para las horas de interrupción real hasta el límite de Días totales de reducción definido en las Especificaciones de la Subasta anual.

(c) Primeras Capacidades Intradíarias

No más tarde de las 17:15 del día anterior al Día al que se refiere la Capacidad, los TSOs Notifican la Autorización para Programar al Participante, correspondiente a la Capacidad total adquirida para cada Bloque Horario hasta la primera Subasta Intradíaria.

(d) Segundas Capacidades Intradíarias

No más tarde de las 12:15 del Día al que se refiere la Capacidad, los TSOs Notifican la Autorización para Programar al Participante, correspondiente a la Capacidad total adquirida para cada Bloque Horario hasta la segunda Subasta Intradíaria.

Artículo 7.05 Uso de la Autorización para Programar

(a) Nominación

Con el fin de poder enviar Nominaciones a los TSOs, los Participantes deberán mandar a los TSOs, junto con la Declaración de Aceptación IFE una copia debidamente firmada del Formulario de Designación de la Contraparte Nominadora incluido en el APÉNDICE 9. El Participante asegurará que la Contraparte Nominadora en cada sistema no ha sido previamente designada por otro participante.

Después de las Subastas y, con independencia de las transacciones de energía, en los mercados bilaterales y/o organizados, los Agentes Nominadores deben Nominar a ambos TSOs su intención de uso de los PTRs de acuerdo con las reglas de Nominación descritas en:

- las Reglas I/E para Nominaciones en el caso de RTE,
- los Procedimientos de Operación 3.1 y 4.1 para las Nominaciones en el caso de REE.

Estas Nominaciones deben, en particular, cumplir la Autorización para Programar mencionada en el Artículo 6.06 y constituyen la única vía de acceso a la IFE.

Los plazos habituales de las Nominaciones y los horizontes de programación para los Programas de Intercambio son:

PTRs adquiridos en Subastas...	Plazo para la Nominación a los TSOs	Horizonte de programación y periodo del Programa de Intercambio	Periodo de Conformidad de Programas de Intercambio
Anuales y Mensuales	07:45 h del día D-1	00:00 – 24:00 h del día D	00:00 – 24:00 h del día D
Diarias	15:00 h del día D-1	00:00 – 24:00 h del día D	00:00 – 24:00 h del día D
Primeras Intradíarias	23:25 h del día D-1	00:00 – 24:00 h del día D	00:00 – 04:00 h del día D
	03:25 h del día D	04:00 – 24:00 h del día D	04:00 – 07:00 h del día D
	06:25 h del día D	07:00 – 24:00 h del día D	07:00 – 11:00 h del día D
	10:25 h del día D	11:00 – 24:00 h del día D	11:00 – 15:00 h del día D
Segundas Intradíarias	14:25 h del día D	15:00 – 24:00 h del día D	15:00 – 20:00 h del día D
	19:25 h del día D	20:00 – 24:00 h del día D	20:00 – 24:00 h del día D

Las Nominaciones enviadas a los TSOs como la única vía de acceso a la Interconexión Francia-España son firmes y no pueden ser revisadas. Después de cada plazo para las Nominaciones, ambos TSOs procederán a la conformidad de las Nominaciones, según las correspondientes reglas de Nominación en vigor en cada sistema eléctrico.

En el sistema español, REE comprobará en los plazos de nominación de programas establecidos en el P.O. 3.1, que el Participante tiene la energía asociada.

Las facturas son Notificadas al Participante en la dirección indicada en el Declaración de Aceptación IFE.

El Participante Notificará a los TSOs cualquier cambio en su dirección de facturación. Estos cambios tendrán efecto el primer Día del mes M+1, a condición de que la Notificación de los cambios haya sido recibida al menos siete (7) Días naturales antes del final del mes M.

Dependiendo de la subasta, la facturación podrá ser realizada por uno u otro TSO, según se explica a continuación:

Para las Subastas Anuales, Mensuales y Diarias, cada TSO facturará al Participante por la Asignación de Capacidad en su dirección de exportación:

- REE facturará toda la Capacidad Asignada de España a Francia,
- RTE facturará toda la Capacidad Asignada de Francia a España.

Para las Subastas Intradía, REE facturará toda la Capacidad Asignada para ambas direcciones:

- REE facturará toda la Capacidad Asignada de España a Francia,
- REE facturará toda la Capacidad Asignada de Francia a España.

Para las Reducciones y Reventas de Capacidad se seguirán los mismos principios.

(b) Disputas referentes a facturas

Para ser admisible, cualquier reclamación relativa a una factura debe ser Notificada mediante carta certificada con acuse de recibo a los TSOs, en un plazo de treinta (30) Días Naturales desde la fecha de emisión de la factura. Después de este plazo, se considerará que la factura ha sido aceptada por el Participante. La carta certificada mencionada debe contener un resumen preciso y detallado de los fundamentos de la reclamación.

Una reclamación no exime, en ningún sentido, al Participante de la obligación de pagar la factura según los términos del párrafo (c) siguiente.

(c) Condiciones de Pago

El Participante paga las facturas de los TSOs en un plazo de treinta (30) Días de la fecha en la que son emitidas, mediante transferencia bancaria a la cuenta especificada por los TSOs en el Declaración de Aceptación IFE.

Si el Participante adopta un sistema de cargo directo, las sumas facturadas se cargarán el trigésimo (30º) Día desde la fecha de emisión de la factura.

Cualquier cargo bancario relativo al pago de la factura correrá a cuenta del Participante.

En caso de pago por transferencia bancaria, el Participante se asegurará de que su banco transmite el número de factura correspondiente con la orden de pago. En caso de transferencia SWIFT, el Participante se compromete a asegurarse de que su banco indica el número de factura en el apartado "Razón del Pago". La ausencia de un número de factura significa que los servicios contables de los TSOs deben identificar las transferencias realizadas a sus cuentas de forma manual. Dicha identificación de forma manual dará lugar a una tarifa administrativa de cien (100) Euros, más cualesquiera tasas e impuestos en vigor.

Se considera que el pago se ha realizado en el Día en el que aparece en los estados bancarios de los TSOs, que se leen todos los días hábiles, siempre que el Participante haya especificado la referencia correcta para la factura o facturas correspondientes.

El Participante es responsable de prever los tiempos de registro y tramitación del banco.

Los TSOs harán todo lo posible por minimizar estos tiempos, pero no serán responsables si transcurre un periodo de uno o dos Días hábiles entre el momento en el que el Participante realiza un pago y el momento en el que es constatado por los TSOs.

(b) De las Reducciones en las Capacidades Asignadas

La valoración mensual de todas las Reducciones de las Capacidades, tal como se definen en el Artículo 2.06 y que afectan a una Oferta seleccionada en una Subasta durante el curso del mes M es igual al producto de:

- un coeficiente de compensación del 110 %;
- el Precio Marginal asociado a la Oferta en cuestión;
- la energía mensual total en MWh representada por todas las Reducciones que afectan a la Capacidad Asignada durante el curso del mes M. Esta energía es igual a la suma de los saldos por Periodo Horario del mes M entre la Capacidad Asignada inicialmente y la Capacidad Asignada después de que todas las reducciones hayan sido tenidas en cuenta, según se establece en la Autorización para Programar (Artículo 7.04).

Debido a que las capacidades de intercambio no están disponibles durante los periodos de mantenimiento, los PTRs anuales podrán ser definidos con periodos de menos de 365 Días, tal y como se informe en las Especificaciones de la Subasta anual. En estos casos particulares, las interrupciones de PTRs anuales Asignados que excedan el número total de Días de reducción anunciado en las Especificaciones de la Subasta anual serán compensados de acuerdo a lo dispuesto en este Artículo.

En caso de Fuerza Mayor, los PTRs que pueda ser necesario restringir con anterioridad al envío de la correspondiente autorización para programar no serán facturados por las horas de restricción real.

(c) De la Reventa en Subastas posteriores

La valoración mensual de todas las reventas en las subastas posteriores, que afecta a una Oferta seleccionada en una Subasta durante el curso del mes M, es igual al producto de:

- el Precio Marginal de la Subasta de reventa;
- la duración en Horas del Bloque revendido correspondiente;
- la Capacidad revendida tal como resulta de la Subasta, es decir, después de realizar cualquier fraccionamiento.

Artículo 8.02 Facturación y condiciones de pago

(a) Facturas

No más tarde del día treinta (30) de cada mes M, los TSOs envían al Participante (a través del proceso de Notificación descrito en la sección de Definiciones de este documento) una factura que incluye las cantidades adeudadas por:

- Capacidades Asignadas en Subastas Anuales para su uso durante el mes M;
- Capacidades Asignadas en Subastas Mensuales para su uso durante el mes M;
- Capacidades Asignadas en Subastas Diarias para su uso durante el mes M-1;
- Capacidades Asignadas en Subastas Intradía para su uso durante el mes M-1;
- Reducciones aplicadas durante el mes M-1;
- Reventas realizadas durante el mes M-1.

Las Ofertas seleccionadas en las Subastas Diarias e Intradía son facturadas todas a la vez y agrupadas en una única línea por día. Los precios unitarios indicados en la Factura son, por lo tanto, precios medios a título únicamente indicativo.

Las Ofertas seleccionadas en las Subastas Mensuales son facturadas todas a la vez.

Las Ofertas seleccionadas en las Subastas Anuales son facturadas mensualmente: 1/12 de la valoración bruta de la Oferta redondeada hacia abajo al valor en céntimos enteros de Euro más cercano, cada mes durante once (11) meses, con el saldo final en el 12º mes.

Una reclamación presentada por el Participante a uno de los TSOs o a ambos, no le exime de la obligación de liquidar los pagos de Subastas adeudados a los TSOs. No podrá realizarse ninguna compensación entre las cantidades adeudadas por/a los TSOs.

Artículo 8.03 Pago fuera de plazo

Si el pago completo no se recibe dentro del plazo especificado, los TSOs registrarán un "incidente de pago" y enviarán al Participante un aviso oficial (mediante una Notificación).

Si las cantidades facturadas no son pagadas enteramente dentro del plazo especificado, dichas cantidades devengarán intereses sin necesidad de ninguna Notificación adicional de pago.

La tasa de interés, determinada el Día en el que se envía la factura, es igual a la tasa de interés aplicada por el Banco Central Europeo en su operación de refinanciación más reciente, más siete (7) puntos.

Este interés se calcula desde el primer Día después del fin del plazo hasta la fecha en la que la factura es pagada en su totalidad.

Este interés será aumentado para incluir los impuestos y tasas en vigor.

La cantidad mínima de este interés ha sido fijada en cien (100) Euros más impuestos.

Si el pago no fuese recibido en su totalidad quince (15) días después del fin del plazo especificado o antes, los TSOs tendrán derecho a ejecutar la Garantía Bancaria.

Sección IX. Estipulaciones generales

Artículo 9.01 Notificaciones

Todas las Notificaciones realizadas según las Reglas IFE deben ser enviadas a la dirección indicada en la Declaración de Aceptación IFE o a cualquier otra dirección indicada por una Parte a la otra Parte, sujeto a las estipulaciones del Artículo 8.02(a).

Todas las Notificaciones se realizarán por correo certificado con acuse de recibo o, si las Reglas IFE no requiriesen un medio determinado, por cualquier otro medio que permita la certificación de la fecha de recepción por parte de la Parte que recibe la Notificación.

Artículo 9.02 Limitación de Responsabilidades

(1) Los TSOs, no serán responsables, ni mancomunada ni solidariamente, frente a un Usuario por ningún daño resultante de participar o no poder participar en una Subasta, en una Transferencia de PTRs o en una Reventa de PTRs o de los resultados de la Subasta y/o Reventa de PTRs y/o Transferencia de PTRs o de la cancelación de una Subasta, y un Usuario descargará e indemnizará a los TSOs, mancomunada y solidariamente, con respecto a quejas referentes a tales daños por terceros.

(2) Los TSOs proporcionarán los PTRs adjudicados en la Subasta y/o Reventa de PTRs y/o Transferencia de PTRs, dentro del alcance de sus posibilidades. Esta provisión esta sujeta a las posibilidades técnicas de intercambio de electricidad, que pueden verse afectadas por Fuerza Mayor, influencias externas inesperadas (por ejemplo, cambios extremos en la demanda) u otras condiciones operativas graves (por ejemplo, desconexiones de centrales eléctricas en un nivel imprevisto). En todos los casos anteriores, excepto en el de Fuerza Mayor, la desviación sólo será resuelta por acciones viables y apropiadas técnica y económicamente que cumplan los requisitos nacionales e internacionales pertinentes.

(3) Los TSOs no garantizan ni la finalización de la Subasta ni la de la Reventa de PTRs y/o Transferencia de PTRs. La Subasta y/o Reventa de PTRs y/o Transferencia de PTRs podrían ser interrumpidas, especialmente en el caso de problemas técnicos con el proceso de la Subasta y/o de los sistemas de comunicación entre ambos TSOs o entre usuarios y TSOs y entre los TSOs y el Operador del Mercado español.

(4) Los TSOs solamente serán responsables de cualquier daño o pérdida que sufran los Usuarios si fueran el resultado de una acción intencionada, negligencia grave o incumplimiento culpable de un deber esencial según estas Reglas, de manera que se ponga en riesgo el desarrollo de la Subasta. Si los TSOs son responsables por el incumplimiento de

un deber esencial según estas Reglas, pero sin negligencia grave ni acción intencionada, la responsabilidad estará limitada los daños directos y documentados. Esta limitación de responsabilidad se aplicará de la misma forma a cualquier daño o pérdida causados por la negligencia grave de los empleados de TSOs que no sean directores gerentes, miembros del Consejo de Administración ni directivos ejecutivos de estas sociedades.

(5) En ningún caso la adjudicación de PTRs según estas Reglas se considerará o se interpretará que supone o implica que el Usuario tiene derecho a llevar a cabo intercambios de energía, ni que restricciones o fallos en el elemento de transmisión constituyen o implican una falta de disponibilidad de la Capacidad de Interconexión que haya sido adjudicada en una Subasta.

(6) Los TSOs no aceptan ninguna responsabilidad, ni mancomunada ni solidariamente, por la llegada de las Ofertas, Notificaciones de Transferencia y/o Notificaciones de Reventa a tiempo, ni garantizan, aunque intentarán prevenirlo como mejor sepan, que la información contenida en ellas, a pesar de haber sido tratada conforme al artículo 9.05, no llegará al conocimiento de terceros.

Artículo 9.03 Transferencia de derechos y obligaciones

Las Participantes no podrán transferir, de ningún modo, ninguno de los derechos y obligaciones resultantes de la Declaración de Aceptación IFE sin el consentimiento previo por escrito de la otra Parte.

En caso de cambio en el estado legal del Participante, como por ejemplo una fusión o absorción o un cambio en el nombre de la empresa, el Participante Notificará el cambio a los TSOs mediante el envío de una carta certificada con acuse de recibo lo antes posible y, en cualquier caso, al menos quince (15) días antes de la fecha en la que el cambio entre en vigor.

Artículo 9.04 Propiedad intelectual

La firma de una Declaración de Aceptación IFE no confiere ningún derecho sobre patentes, datos u otras formas de propiedad intelectual relativa la información o a las herramientas enviadas por una Parte a la otra o puestas a disposición de esta última según los términos de las Reglas IFE.

Artículo 9.05 Confidencialidad

En cumplimiento de las leyes y reglamentos aplicables en Francia y en España, la Declaración de Aceptación IFE y cualquier otra información intercambiada en relación con su preparación y aplicación son confidenciales.

Cada una de las Partes, además, advertirá por todos los medios disponibles de cualquier otra información de cualquier tipo o sobre cualquier soporte, que considere confidencial, sin perjuicio de la aplicación de los Artículos de las presentes Reglas IFE relativos a las publicaciones de los TSOs.

Sin perjuicio de las leyes y reglamentos mencionados, la Parte que reciba dicha información confidencial únicamente podrá usarla en el ámbito de la aplicación de la Declaración de Aceptación IFE. No podrá revelar dicha información a terceros sin el consentimiento previo por escrito de la otra Parte y sujeto a que dichos terceros contraigan los mismos compromisos de confidencialidad que se estipulan en el presente Artículo. Cada una de las Partes se compromete a tomar todas las medidas necesarias para garantizar que su personal respeta la presente obligación de confidencialidad. Estas condiciones no afectan a los derechos conferidos a los TSOs por las leyes y reglamento, que les permiten revelar cierta información. El Participante autoriza a los TSOs a revelar a terceros la información mencionada en el Artículo 2 del Decreto francés 2001-630, de 16 de Junio de 2001, relativo a la confidencialidad de la información en poder de los operadores del sistema público de distribución y transporte de energía eléctrica, cuando esta revelación sea necesaria para la ejecución de la Declaración de Aceptación IFE.

Cada Parte Notificará a la otra Parte lo antes posible cualquier incumplimiento de las obligaciones resultantes del Artículo 8.05.

Las obligaciones resultantes del Artículo 8.05 no son aplicables:

- Si la Parte que recibe la información puede probar que, en el momento de haber revelado información, dicha información ya era del dominio público;

Artículo 9.09 Enmienda de las Reglas

Sin perjuicio del Artículo 1.06, las Reglas IFE están sujetas a condiciones legales y técnicas en el momento de su creación.

En caso de un cambio sustancial en estas condiciones, especialmente a causa de exigencias legales, acciones gubernamentales o normas impuestas por as autoridades reguladoras, o si se realizasen mejoras en el procedimiento de las Subastas, las Reglas IFE serán revisadas adecuadamente en el momento apropiado para evitar cualquier inconsistencia entre las mencionadas condiciones técnicas y legales y las Reglas IFE.

Las Reglas IFE revisadas entrarán en vigor tras previa consulta con los Participantes y tras previa notificación, o aprobación cuando sea necesario, a las respectivas autoridades reguladoras españolas y francesas y serán publicadas en las Páginas Web de los TSOs.

Estas Reglas están sujetas a las condiciones técnicas y legales existentes en el momento de su creación. Si estas condiciones cambiasen sustancialmente, en especial debido a requisitos legales, acción por parte de las autoridades o Reglas impuestas por la autoridad reguladora y/o acuerdos con las asociaciones del sector eléctrico en el nivel nacional o internacional o si el proceso de subasta fuera mejorado, se enmendarán las reglas. Dichas reglas enmendadas entrarán en vigor tras su publicación por parte de los TSOs en sus páginas web respectivas, después de la aprobación de los entes Reguladores en ambos países. Dichas Reglas enmendadas serán eficaces a no ser que un Usuario haya notificado su intención de rescindir su Declaración de Aceptación.

Los Participantes que ya hayan entregado una Declaración de Aceptación a los TSOs no tendrán que enviar una nueva Declaración, aunque su Declaración haga referencia expresamente a una versión anterior de las Reglas IFE. El Participante acepta todos los términos y condiciones de estas Reglas, a no ser que notifique a los TSOs su intención de rescindir la Declaración de Aceptación.

- Si la información es solicitada por una autoridad administrativa en el ejercicio de su misión. La Parte que ha sido contactada por la entidad administrativa informará a la otra Parte de dicha solicitud lo antes posible y recordará a la autoridad administrativa las obligaciones de confidencialidad estipuladas en el Artículo 8.05;

- Si la Parte receptora demuestra que, desde el momento de la revelación, la información correspondiente ha sido recibida legalmente por terceros o ha llegado a ser del dominio público.

Las Partes se comprometen a cumplir la presente obligación de confidencialidad a lo largo del periodo de Habilitación y durante un periodo de cinco (5) años desde la retirada de la Habilitación por cualquier razón.

Artículo 9.06 Legislación aplicable e idioma

Las Reglas IFE se rigen por la legislación francesa.

A pesar de cualquier traducción que pueda realizarse, esté o no firmada, el único idioma aplicable para las cuestiones de interpretación o aplicación de las Reglas IFE es el inglés.

Artículo 9.07 Resolución de disputas

En caso de una disputa relativa a la interpretación o al cumplimiento de las Reglas IFE, las Partes se comprometen a reunirse para buscar una solución amistosa.

Con esta finalidad, la Parte solicitante enviará una Notificación a la otra Parte, por correo certificado con acuse de recibo, indicando:

- La referencia de la Declaración de Aceptación IFE;
- La razón de la disputa;
- Una propuesta para una futura reunión con la finalidad de solucionar la disputa de forma amistosa.

Si no se alcanzará un acuerdo o no se recibiese una respuesta en un periodo de treinta (30) Días desde la fecha de la mencionada Notificación, cualquiera de las Partes podrá referir el asunto al Tribunal que entienda lo Mercantil en cuya jurisdicción estén domiciliados los TSOs.

Artículo 9.08 Fuerza Mayor

La Parte que alegue un suceso de Fuerza Mayor enviará a la otra Parte, en cuanto sea o deba razonablemente ser consiguiente de este suceso, una notificación que describa la naturaleza del suceso de Fuerza Mayor y su duración probable.

Las obligaciones de las Partes que sufran un suceso de Fuerza Mayor serán suspendidas, con la excepción de las obligaciones de confidencialidad definidas en el Artículo 9.05, desde la fecha de recepción de la notificación anteriormente mencionada.

En ningún caso serán responsables las Partes de pagar ninguna compensación por los daños sufridos debido al incumplimiento o al cumplimiento defectuoso de la totalidad o parte de sus obligaciones, cuando dicho incumplimiento o dicho cumplimiento defectuoso hayan sido causados por un suceso de Fuerza Mayor.

La Parte que alegue un suceso de Fuerza Mayor hará todo lo posible por limitar las consecuencias y la duración de dicho suceso.

Si un suceso de Fuerza Mayor se prolongase durante más de treinta (30) días, cualquiera de las Partes podrá rescindir su participación en las Reglas IFE, enviando un correo certificado con acuse de recibo, cuando el suceso afecte negativamente a las obligaciones esenciales de las Partes según estas Reglas IFE.

En caso de circunstancias que constituyan Fuerza Mayor, los TSOs no serán responsables del incumplimiento, cumplimiento defectuoso o retraso en el cumplimiento de las obligaciones que surjan como consecuencia de estas Reglas de las Subastas.

APÉNDICE 1_ Declaración de Aceptación de las Reglas de Asignación de la Capacidad en la Interconexión Francia-España (Reglas IFE)

ARTÍCULO 5. Datos de contacto del Participante
CODIGO EIC:

DECLARACIÓN DE ACEPTACIÓN N° _____ 1

PARA

XXX, una sociedad [introducir el tipo de sociedad], con capital social de _____ €, con domicilio social en _____ [introducir la dirección completa], registrada con el número _____ [número del Registro Mercantil y ciudad] y con CIF n.º _____ representada por sus representantes legales, residentes en los domicilios sociales predichos, En adelante, el "Participante".

ARTÍCULO 1. Definiciones

Todas las palabras o grupos de palabras que comienzan con mayúscula en la presente Declaración de Aceptación tienen el significado que se les asigna en las Reglas IFE, tal como han sido publicadas en las Páginas Web de los TSOs.

ARTÍCULO 2. Objeto

Al firmar esta Declaración de Aceptación, el Participante declara que conoce y se compromete a respetar las Reglas IFE.

ARTÍCULO 3. Acceso a la interconexión

Según los términos de las Reglas IFE, el Participante declara que ha firmado un Acuerdo de Participación en las Reglas IFE, necesario para llevar a cabo importaciones o exportaciones a o desde el Sistema Eléctrico de Potencia francés y para acceder a las necesarias transacciones con RTE, y que cumple las condiciones establecidas para llevar a cabo importaciones y/o exportaciones a o desde el Sistema Eléctrico de Potencia español.

El Participante declara que está autorizado, según la normativa en vigor en ambos países, para llevar a cabo:

- Intercambios desde el Sistema Eléctrico Español hacia el Sistema Eléctrico Francés
 Intercambios desde el Sistema Eléctrico Francés hacia el Sistema Eléctrico Español
 (F => E), hasta una cantidad máxima de _____ MW (E => F), hasta una cantidad máxima de potencia de _____ MW

ARTÍCULO 4. Acceso al Sistema de Información de los TSOs

Al firmar esta Declaración de Aceptación, el Participante reconoce que ha leído y comprendido las Reglas SI y se compromete a respetarlas.

Facturación:

Contactos:	
Dirección de facturación:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

Toda la correspondencia

Contactos:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

Subastas

Contactos:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

ARTÍCULO 6. Datos de contacto de los TSOs

Contactos:	
Dirección:	<p>Red Eléctrica de España Mercados de Operación Paseo del Conde de los Galitanes, 177 28109 La Moraleja (Madrid) ESPAÑA</p> <p>RTE – CNES Service Relations Clientèle Bâtiment La Rotonde 204, boulevard Anatole France 93206 Saint-Denis Cedex 06 FRANCIA</p>

1 Cumplimentado por los TSOs tras la confirmación de la Habilitación

Número de teléfono:	+34 916 504 542
Número de fax:	+33 1 41 66 72 65
Correo electrónico:	

ARTÍCULO 11. Fecha de entrada en vigor

La presente Declaración de Aceptación entrará en vigor el _____²
 La Declaración de Aceptación expirará según las Reglas IFE.

ARTÍCULO 7. Datos bancarios

Todos los pagos del Participante al TSO español se realizarán en la cuenta siguiente:

Banco: Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA)

Agencia: Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA)

Alcalá 16

28014 Madrid

España

Titular de la Cuenta: Red Eléctrica de España

Nº de Cuenta: ES0182-3999-31-01-00045363

Código SWIFT: BBVAESMM

Todos los pagos del Participante al TSO francés se realizarán en la cuenta siguiente:

Banco: Société Générale (Société Anonyme RCS Paris 552 120 222)

Titular de la cuenta: Réseau de Transport d'Electricité

Nº de Cuenta: FR76 30003 04170 00020122549 73

Código SWIFT: SOGEFRPP

VAT Registration: FR03552081317

ARTÍCULO 8. Forma de pago

El Participante elige pagar las facturas emitidas por los TSOs de la siguiente forma:

transferencia bancaria

cargo directo

ARTÍCULO 9. Cambios en la información

El Participante se compromete a Notificar a ambos TSOs cualquier cambio en la información proporcionada por el Participante en la presente Declaración de Participación, no más tarde de siete (7) días antes de que los cambios mencionados entren en vigor.

ARTÍCULO 10. Enmienda de las Reglas IFE

El Participante reconoce que su admisión a la participación en el sistema de subastas podrá ser retirada en caso de vulneración de las Reglas IFE. Proporcionaremos todas las garantías necesarias que requieran las Reglas de Acceso a la Capacidad de la Interconexión Francia-España.

Adicionalmente, hemos leído y aceptamos plenamente acatar y estar vinculados por todas las modificaciones de las presentes reglas y requisitos de intercambio de datos de las Reglas IFE que han sido publicadas en las páginas web de RTE y REE.

Los Participantes que ya hayan entregado una Declaración de Aceptación a los TSOs no tendrán que enviar una nueva Declaración, aunque su Declaración haga referencia expresamente a una versión anterior de las Reglas IFE. El Participante acepta todos los términos y condiciones de estas Reglas, a no ser que notifique a los TSOs su intención de rescindir la Declaración de Aceptación.

² Cumplimentado por los TSOs tras la confirmación de la Habilitación

APÉNDICE 2 _ Modelo de Garantía Bancaria

Garantía a primer requerimiento

Una copia debidamente firmada a entregar a ambos TSOs:

Por el TSO español:

Nombre y cargo del representante legal:

Fecha: _____
Firma: _____

Por el TSO francés:

Nombre y cargo del representante legal:

Fecha: _____
Firma: _____

Por el Participante:

Nombre y cargo del representante legal:

Fecha: _____
Firma: _____

[]⁽³⁾ una sociedad constituida según la legislación []⁽⁴⁾, con domicilio social en [], representada por []⁽⁵⁾ (en adelante, el "Garante") se compromete, en virtud del presente documento, de forma irrevocable e incondicional, por orden y en representación de []⁽⁶⁾, sociedad constituida según la legislación []⁽⁷⁾ (número de registro [] (en adelante, el "Ordenante") a pagar a Red Eléctrica de España, CIF A-78003662 (en adelante, el "Beneficiario"), independientemente de la validez de los efectos legales de la Declaración de Aceptación n.º []⁽⁸⁾, firmada por el Ordenante (en adelante, la "Declaración"), a primer requerimiento, de acuerdo con las condiciones establecidas más abajo y sin excepción ni objeción, como consecuencia de la Declaración, cualquier suma hasta una cantidad máxima de: []⁽⁹⁾.

Incluyendo intereses, costes y cargos accesorios, (la "Cantidad Garantizada") en caso de incumplimiento por parte del Ordenante de alguna de sus obligaciones con respecto a las Reglas IFE.

La modificación o la desaparición de las relaciones o vínculos, de hecho o de derecho, que puedan existir en la fecha de este documento, entre el Garante y el Ordenante, no nos liberará del presente aval.

Todas las estipulaciones del presente compromiso se mantendrán plenamente en vigor, a pesar de cualquier posible cambio en el estado legal o financiero del Ordenante.

La presente garantía podrá ser ejecutada desde la fecha de los presentes documentos hasta xxx, inclusive (en adelante, la "Fecha de Expiración").

El requerimiento de pago deberá ser enviado a nuestra dirección por carta certificada con acuse de recibo (en adelante, la "Carta de Ejecución de la Garantía"). Esta carta deberá ser recibida no más tarde de la Fecha de Expiración.

La presente garantía será anulada en la Fecha de Expiración, sin importar si ha sido pagada o no por nosotros en esa fecha.

El Garante solamente podrá ser eximido de las obligaciones contraídas en virtud de la presente Garantía antes de la Fecha de Expiración si el Beneficiario otorgase su consentimiento por escrito.

- (3) Nombre societario del establecimiento bancario que emite la Garantía Bancaria con oficinas en Madrid.
- (4) Nacionalidad de la legislación aplicable.
- (5) Nombre del representante autorizado.
- (6) Nombre societario del Participante.
- (7) Nacionalidad de la legislación aplicable.
- (8) Nombre y fecha de notificación de la Declaración de Aceptación.
- (9) Importe de la Garantía Bancaria.

APÉNDICE 3 _ Declaración de Presentadores de Ofertas

Formulario que debe ser enviado a ambos TSOs:

Dirección:
 Número de fax:
 Declaración de Aceptación IFE N°: _____
 Según los términos de las Reglas IFE, _____ informa a ambos TSOs de sus
 Presentadores de Ofertas (5 como máximo)
 Nombre y referencia del Participante:

Cualquier pago deberá realizarse en un plazo de diez (10) días hábiles desde la recepción de la Carta de Ejecución de la Garantía. El Garante realizará este pago según las instrucciones contenidas en la Carta de Ejecución de la Garantía.

La presente garantía se rige por la legislación española. En lo que se refiere a la interpretación y ejecución del presente documento, serán competentes los Tribunales de Madrid (España)

Firmado el, en

Firma del Garante

Presentador de Ofertas 1:

Nombre de la Empresa	[Participante]
Contacto:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

Presentador de Ofertas 2:

Nombre de la Empresa	
Contacto:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

Presentador de Ofertas 3:

Nombre de la Empresa	
Contacto:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

Presentador de Ofertas 4:

Nombre de la Empresa	
Contacto:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

APÉNDICE 4 _ Modo Degradado**1. Modo Degradado para Subastas Anuales y Mensuales**

Si el Administrador de las Subastas no pudiese celebrar las Subastas Anuales o Mensuales en las condiciones habituales estipuladas, el Administrador de las Subastas Notifica a los Participantes del cambio a Modo Degradado e indica cuál de las dos opciones siguientes se aplica:

- 1.1. Se retrasa la Subasta a una fecha posterior: la Notificación específica, como mínimo, la nueva fecha programada para la Subasta;
- 1.2. La Subasta se celebra por fax: la Notificación del cambio a Modo Degradado indica las Especificaciones de la Subasta; los Participantes presentan sus Ofertas por fax, según el modelo definido en el APÉNDICE 7.

Presentador de Ofertas 5:

Nombre de la Empresa	
Contacto:	
Dirección:	
Número de teléfono:	
Número de fax:	
Correo electrónico:	

2. Modo Degradado para Subastas Diarias

Si el Administrador de las Subastas no pudiese celebrar las Subastas Diarias en las condiciones habituales estipuladas, el Administrador de las Subastas Notifica a los Participantes del cambio a Modo Degradado e indica las Especificaciones de la Subasta, entendiéndose que, de modo excepcional:

- el Producto Diario consistirá en un único Bloque de 0:00:00 a 24:00:00 para el Día en cuestión;
- los Participantes presentan un archivo de Ofertas, que incluye una sola Oferta para la Subasta, por fax.

3. Modo Degradado para Subastas Intradíarias

- Debido a las restricciones temporales de las Subastas Intradíarias, no se prevé ningún Modo Degradado. Si el Administrador de las Subastas no pudiese celebrar las Subastas Diarias en las condiciones habituales estipuladas, la Subasta no se llevará a cabo o finalmente será cancelada.

Nombre y cargo del firmante:

Firma:

APÉNDICE 5_ Lista de las aplicaciones del Administrador de las Subastas utilizadas para ejecutar las Reglas IFE

Aplicación Outenchères: envío de Autorizaciones para Programar y Perfiles de Capacidad Periódicos.

Aplicación e-sica: recepción de Ofertas y envío de resultados y Especificaciones de Subastas

Aplicación e-sios: envío de Autorizaciones para Programar y publicación de Fechas de Subastas, Especificaciones de Subastas y Resultados de Subastas.

APÉNDICE 6_ Descripción de la Herramienta Informática de las Subastas

Los diferentes tipos de subastas podrían ser realizadas por diferentes Herramientas Informáticas de Subastas (<https://www.esica.eu> y <https://prodchrite.aribaasp.com>).

Los Participantes se conectan a una Herramienta Informática de las Subastas a través de Internet, utilizando un protocolo de seguridad, entrando en la dirección de la página web de la Herramienta Informática de las Subastas.

Una vez que han entrado en el sitio de Internet de la Herramienta Informática de las Subastas, los Participantes deben identificarse.

La primera vez que se conecta, el Participante debe leer y aceptar las condiciones de acceso a la Herramienta Informática de las Subastas.

Una vez hecho esto, el Participante puede acceder a la programación de las Subastas.

Los protocolos de conexión, detalles de autenticación y las diferentes formas de introducir ofertas están descritas en los documentos de la guía de usuario para las Herramientas Informáticas de las Subastas puestos a disposición por los TSOs.

Puede haber Ayuda online disponible para la Herramienta Informática de las Subastas.

APÉNDICE 7 _ Contenido de los Archivos de Ofertas y de los archivos de resultados

Archivo de Ofertas

Esto es un ejemplo del contenido de un Archivo de Ofertas presentado en una Subasta. Se trata de un archivo que contiene la siguiente información:

Bloque	Oferta	Oferta01 tso 1 / tso 2	Oferta02 tso 1 / tso 2	Oferta10 tso 1 / tso 2
B01		Cant1oferta Precio 11 oferta	Cant12 Precio 12 ...	Cant110 Precio 110 ...
B02		Cant21 Precio 21	Cant22 Precio 22	Cant210 Precio 210
Bxx		Cantxx1 Precio xx1	Cantxx2 Precio xx2	Cantxx10 Precio xx10

Una línea representa un Bloque de compra disponible puesto a la venta (definido en las Especificaciones de la Subasta). En cada línea, el Participante introduce las 10 Ofertas máximas para un Bloque determinado.

La información "tso1/tso2" es igual a "REE/RTE" y sólo debe ser introducida por el Participante para la Subasta Diaria.

El contenido real, estructura y formato de una Archivo de Ofertas están descritos en los documentos de la guía de usuario para las Herramientas Informáticas de las Subastas puestos a disposición por los TSOs.

Archivo de Resultados

Un archivo de Resultados enviado por el Administrador de las Subastas al finalizar una Subasta contiene la siguiente información:

Bloque	Oferta	Oferta01 tso 1 / tso 2	Oferta02 tso 1 / tso 2	Oferta 10 tso1/tso2
B01		Cant11 solicitada Cant11 asignada Precio Oferta 11 Precio Marginal 11		
B02			
Bxx		Cantxx1 solicitada Cantxx1 asignada Precio Oferta xx1 Precio Marginal xx1		

Para cada Oferta hecha por el Participante, la respuesta se da en términos de: Capacidad adquirida y Precio Marginal del Bloque.

El contenido real, estructura y formato de una Archivo de Ofertas están descritos en los documentos de la guía de usuario para las Herramientas Informáticas de las Subastas puestos a disposición por los TSOs.

APÉNDICE 8 _ Solicitud de retirada de la Habilitación para los Mecanismos de Asignación por Subasta en la Interconexión Francia-España

Número de páginas: 1+

Le rogamos que nos lo haga saber inmediatamente si no ha recibido todas las páginas.

DE: _____ PARA: RTE

NOMBRE DE LA EMPRESA: _____ POR: _____

DIRECCIÓN: _____ FAX: _____

TELÉFONO: _____ PARA: REE

FAX: _____ POR: _____

DECLARACIÓN DE ACEPTACIÓN N°: _____ FAX: _____

Según los términos de las Reglas IFE, _____ desea retirar su Habilitación en la Interconexión Francia-España.

Nombre y cargo del firmante: _____

Firma: _____

APÉNDICE 9 _ Formulario de Designación de Contraparte Nominadora

- Nombre del Participante:
 Número de la Declaración de Aceptación:
 • Dirección de la Persona de Contacto:
 • Nombre :
 • Teléfono y móvil :
 • Fax :

La tabla incluida en este Apéndice para la Designación de la Contraparte se aplica para el uso de Capacidades Anual, Mensual, Diaria e Intradía.

**A enviar por fax a ambos TSOs junto con la Declaración de Aceptación a:
 +33 1 41 66 72 65 (RTE)
 +34 916 504 542 (REE)**

APÉNDICE 10 Programación de horarios del Mercado Secundario

	Plazo para que los Titulares de PTR presenten Notificaciones
Notificaciones de Transferencia	12:00 D-2 días hábiles; siendo D el día de entrega
Reventa en Subastas Mensuales	12:00 D-7 días naturales, siendo aquí D la fecha de la Subasta Mensual
Reventa en Subastas Diarias	12:00 D-2 días hábiles; siendo D la fecha de entrega

Nominaciones para usar PTRs en sentido desde...	Propietario de las transacciones ¹⁰ para Nominaciones al sistema de RTE		Contraparte usada para Nominaciones en el sistema español	
	Nombre	Código EIC	Nombre	Código EIC
Francia a España				
España a Francia				

Firmado el _____, en _____

Firma del Participante

¹⁰ En cumplimiento de las Reglas I/E.

APÉNDICE 11 _____ **Solicitud de acceso al e-sica**

Formulario a enviar a REE:

Participante:
 Código EIC del Participante:
 Dirección:
 Número de fax:
 Declaración de Aceptación IFE n°:
 Según las condiciones de las Reglas IFE, _____ [nombre del firmante] _____ informa a REE del número de sus tarjetas (máximo 6)

Tarjeta Nº 1:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Tarjeta Nº 2:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Tarjeta Nº 3:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Tarjeta Nº 4:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Tarjeta Nº 5:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Tarjeta Nº 6:

Nombre del titular de la tarjeta	
Identificación del titular de la tarjeta	[Número de pasaporte o equivalente]
Número de identificación de la tarjeta	
E-mail (para enviar las notificaciones del e-sica)	

Nombre y cargo del firmante: _____

Firma: _____