

Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 303, de 19 de diciembre de 2015
Referencia: BOE-A-2015-13875

TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: 11 de febrero de 2016

El artículo 3.10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del Sistema Eléctrico, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

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

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, determina en su disposición adicional undécima que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental, mencionadas en el párrafo anterior, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El artículo 10 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece las condiciones de la participación de estas instalaciones en los servicios de ajuste del sistema en los siguientes términos:

«1. Las instalaciones objeto del presente real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:

- a) Requerirán habilitación previa del Operador del Sistema.

b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

2. La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistema de almacenamiento, entre otros. Esta resolución será objeto de publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

3. Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste será aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema, la cual será publicada en el “Boletín Oficial del Estado”.

Con fecha 31 de julio de 2014, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitó al operador del sistema una propuesta de criterios bajo los cuales las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, así como de los procedimientos de pruebas de habilitación para participar en dichos servicios de ajuste.

Con fecha 15 de septiembre de 2014 el operador del sistema remite las propuestas de pruebas para la habilitación de las instalaciones para participar en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo por un lado y para la participación en el servicio de regulación secundaria por otro. Las citadas propuestas fueron remitidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitando informe previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad. Esta propuesta se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

En este escrito de 15 de septiembre el operador del sistema indica que, bajo el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, toda instalación que acredite adecuadamente su capacidad para la prestación de un determinado servicio de ajuste del sistema, mediante la superación con éxito de las pruebas de habilitación establecidas al efecto, podría ser considerada apta para participar en dichos servicios.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del Operador del Sistema de Pruebas de Habilitación para la participación en los servicios de gestión de desvíos, regulación terciaria y secundaria.

Asimismo, con fecha 1 de abril de 2015 el operador del sistema remitió la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 3.1 «Programación de la generación», 3.2 «Resolución de restricciones técnicas», 3.3 «Gestión de desvíos generación-consumo», 3.7 «Programación de la generación de origen renovable no gestionable», 3.8 «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento», 7.2 «Regulación secundaria», 7.3 «Regulación terciaria», 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema» y 14.8 «Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial», para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como para la introducción de otras mejoras. Dicha propuesta, acompañada de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos, fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitando informe previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los anteriormente referidos Procedimientos de Operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.3, P.O.3.7, P.O.3.8, P.O.7.2, P.O.7.3, P.O.14.4 y P.O.14.8.

Por otro lado, con fecha 21 de octubre de 2014 el operador del sistema remitió la propuesta de modificación del procedimiento de operación P.O. 9 «Información intercambiada por el Operador del Sistema», para la incorporación de los cambios necesarios para su adaptación a la siguiente regulación europea: Reglamento (UE) nº 1227/2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía

(REMIT), y Reglamento (UE) n° 543/2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n° 714/2009 (Reglamento de Transparencia).

Esta propuesta recogía asimismo las modificaciones necesarias para su adaptación a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación del Procedimiento de Operación 9 «Información intercambiada por el operador del sistema».

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos;

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de modificación de criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema, de los procedimientos de operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.3, P.O.3.7, P.O.3.8, P.O.7.2, P.O.7.3, P.O. 9, P.O.14.4 y P.O.14.8 y de procedimientos de pruebas para participar en los servicios de ajuste del sistema;

Vistos los Informes de 30 de julio de 2015 de la CNMC a las citadas propuestas,
Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero. *Definición de los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente, se considerarán aptas para participar en cada servicio de ajuste del sistema aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que superen con éxito el correspondiente procedimiento de pruebas.

2. Se consideran aptas para participar en la fase II de Restricciones Técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) las siguientes unidades de programación:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad según su tecnología, cumpla en cada momento con los criterios establecidos por resolución del Secretario de Estado de Energía.

Segundo. *Criterios de aptitud transitorios.*

De manera transitoria hasta que no se apruebe la resolución indicada en el punto 2.a) del apartado primero, se considerarán aptas para participar en la fase II de Restricciones Técnicas:

a) Las instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad, sea superior al 50 por ciento.

b) Las instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad sea inferior al 50 por ciento pero que superen satisfactoriamente las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo. Las instalaciones que superen estas pruebas a los efectos exclusivos de participación en el servicio de Restricciones Técnicas no tendrán la obligación de participar en los servicios de ajuste de terciaria ni de desvíos.

c) Las unidades de programación que, cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa anterior, estuvieran participando en la fase II de Restricciones Técnicas con anterioridad a la fecha en la que surta efectos el P.O.3.2. Restricciones técnicas.

A estos efectos, se tendrá en cuenta el coeficiente de disponibilidad para el cálculo de la potencia disponible a efectos del pago asociado a la retribución de Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, y del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo

Español fijado en la orden en la que se establezcan los peajes de acceso de energía eléctrica de aplicación en cada año.

Tercero. *Aprobación de los procedimientos para la operación del sistema eléctrico.*

Se aprueban los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se insertan como anexo I de esta resolución:

- a) P.O.3.1, Programación de la generación.
- b) P.O.3.2, Restricciones técnicas.
- c) P.O.3.3, Gestión de desvíos.
- d) P.O.3.7, Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.
- e) P.O.3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.
- f) P.O.7.2, Regulación secundaria.
- g) P.O.7.3, Regulación terciaria.
- h) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema.
- i) P.O.14.4, Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- j) P.O.14.8, Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción.

Cuarto. *Aprobación de los procedimientos de pruebas para la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico.*

Se aprueban los procedimientos de pruebas para la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico siguientes, que se insertan como anexo II de esta resolución:

- a) Pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.
- b) Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Quinto. *Aplicabilidad.*

A partir del 10 de febrero de 2016 serán de aplicación los criterios de aptitud y criterios de aptitud transitorios definidos en el apartado primero y segundo y los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes:

- a) P.O.3.1, Programación de la generación.
- b) P.O.3.2, Restricciones técnicas.
- c) P.O.3.3, Gestión de desvíos.
- d) P.O.3.7, Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.
- e) P.O.7.2, Regulación secundaria.
- f) P.O.7.3, Regulación terciaria.
- g) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema.
- h) P.O.14.4, Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Sexto. *Seguimiento de la participación.*

1. El Operador del Sistema constituirá un Grupo de Seguimiento de la participación de las tecnologías renovables en los servicios de ajuste del sistema, formado por representantes de los participantes en dichos servicios. También podrá estar representada la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El objetivo de este Grupo de Seguimiento será facilitar la implementación de los procedimientos aprobados en esta resolución, seguimiento de su implantación y elaborar propuestas de mejora.

Dentro de este grupo se analizará la situación actual y se valorarán propuestas de mejora de las zonas de balance de los Sujetos de Liquidación y del servicio de regulación

secundaria, pudiéndose remitir a la Secretaría de Estado de Energía una propuestas de diseño de estos segmentos de mercado.

2. El operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, un informe anual en el que analizará, para las diferentes tecnologías, la evolución y el cumplimiento de los requisitos de los servicios de ajuste de regulación secundaria, terciaria y desvíos, las penalizaciones aplicadas por los incumplimientos que se hubieran producido y la evolución del coste de dichos servicios.

Octavo. Eficacia.

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

Noveno. Pérdida de efectos.

1. A partir de la fecha en que sean de aplicación los correspondientes procedimientos de operación aprobados por la presente resolución quedan sin efecto los siguientes procedimientos de operación del sistema:

a) P.O.3.1, Programación de la generación aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–3.1 Programación de la generación y P.O.–4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, y se dejan sin efecto los procedimientos P.O.–4.1 y P.O.–4.2, en relación con el proceso de integración de mercados a nivel europeo.

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

c) P.O.3.3 Gestión de desvíos generación-consumo aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

d) P.O.3.7, Programación de la generación de origen renovable no gestionable aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.

e) P.O.3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía.

f) P.O.7.2, Regulación secundaria aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.

g) P.O.7.3, Regulación terciaria aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–7.3 Regulación terciaria, P.O.–14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.–14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, para la implantación de los intercambios transfronterizos de energías de balance.

h) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.–3.1; P.O.–3.2; P.O.–9 y P.O.–14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

i) P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, y modificado por Resolución de 8 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación del procedimiento de operación del sistema

eléctrico 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

j) P.O.14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial aprobado por Resolución de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».

Madrid, 18 de diciembre de 2015.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

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 potencia adicional a subir.
- d) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- e) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
- f) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- g) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- h) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

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

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

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

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

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

4. Definiciones

4.1 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular

español. Este programa es establecido por el OS a partir del programa resultante de la casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

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

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

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

4.5 Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, de las 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.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las 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.

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

En particular pueden identificarse restricciones técnicas 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 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, la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir y la gestión de los servicios de ajuste del sistema.

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

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

4.9 Programa cierre (P48CIERRE): Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del programa diario base de funcionamiento y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

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

Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física nombra al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará Sujeto Nominador. La autorización al Sujeto Nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al Sujeto Nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un Sujeto Nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

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

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

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

5. Programación previa al día de operación

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

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

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

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

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

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

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

Estos CBEP utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPG), tanto para el SM vendedor como para el SM comprador, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del OS. 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, 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 Programación diaria del uso 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: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

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

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el Anexo I y en las Reglas de Asignación de Capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

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

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

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

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la Unidad de Programación de venta de energía para importación (o la Unidad de Programación de compra de energía para exportación) y Unidades de Programación Genéricas.

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

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las Reglas de Asignación de Capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

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

En caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en la primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio.

5.3 Transferencia del programa de las Unidades de Programación Genéricas en el PDBF: El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las Unidades de Programación Genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

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

- Contratos bilaterales con entrega física entre una Unidad de Programación Genérica y una o más Unidades de Programación físicas del mismo sujeto del mercado o de otro sujeto del mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.
- Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de Unidades de Oferta Genéricas asociadas a estas Unidades de Programación Genéricas.
- Contratos bilaterales con entrega física entre Unidades de Programación Genéricas.

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

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

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM en los plazos indicados en el Anexo I de este procedimiento de operación.

5.5 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): El OS establece el programa diario base de funcionamiento (PDBF) a partir de:

Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.

La información recibida del Operador del Mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.1.2 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional de su titularidad autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS recibirá la nominación correspondiente a contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

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

5.5.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

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

5.5.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de 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 las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

5.5.4 Recepción de nominaciones tras el MD: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá:

- Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

- Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se

incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.

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

- En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la Unidad de Programación Genérica y la unidad en frontera.

- Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):

- Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.5.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I:

Los sujetos 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 del mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del Anexo II, o en el apartado 1.d del mismo Anexo II, en el caso de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, deberán facilitar al OS la siguiente información:

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

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

5.5.6 Elaboración y publicación del programa PDBF: El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los sujetos del mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

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

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

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

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

Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.

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

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

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

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

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurrida 1 hora tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado, y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del programa diario base de funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

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

Teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la 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 de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones

técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

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

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

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 2 horas tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDVP, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDVP, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

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

5.7.1 Primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio: Los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España teniendo en cuenta el programa de intercambio resultante para dicha interconexión, del proceso de acoplamiento de los mercados diarios.

En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español establecerán los programas de intercambio en la interconexión entre Francia y España a partir de la información intercambiada relativa a, entre otros, 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 SDR.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, 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 de la capacidad de intercambio.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio, 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 la información relativa a 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.

5.7.2 Segunda subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio: 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 de la capacidad de intercambio 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 de la capacidad de intercambio.

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

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

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

5.8 Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir para cada uno de los periodos del horizonte de programación del día siguiente que sean necesarios, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

Estos requerimientos de reserva de potencia adicional a subir serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I.

5.9 Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Una vez publicados los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de reserva de potencia adicional a subir, conforme a los horarios fijados para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM.

Con las ofertas de reserva de potencia adicional a subir recibidas, el OS asignará la prestación de este servicio con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

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

A partir de la puesta a disposición de la información relativa a la asignación de reserva de potencia adicional a subir, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y/o anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales de retrasos en la publicación de la asignación de reserva de potencia adicional a subir, u otras circunstancias que así lo hicieran necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva de potencia adicional a subir, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de la reducción de este periodo de recepción de reclamaciones a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

5.10 Requerimientos de reserva de regulación secundaria: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I.

5.11 Asignación de reserva de regulación secundaria: Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el Anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

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

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

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

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

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I.

5.13 Ofertas de regulación terciaria: El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

6. Mercado Intradía (MI)

En el horario establecido en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio asignada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la subasta explícita intradía de la capacidad de intercambio 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 intradía de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español con los programas de energía contratados en el mercado intradía, 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 intradía, 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 intradía correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

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

Nominaciones de programas por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

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

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

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

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

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

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

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

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

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

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

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

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

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En aquellos casos en los que, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los SM y 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 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 motivados por indisponibilidades y/o desvíos del equipo generador respecto al programa resultante del mercado y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o de las previsiones de entregas de producción eólica y solar, 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.

Sí 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 de la producción de origen eólico y solar hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica y solar programadas resultantes de la anterior sesión del MI.

d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.

e) Comunicación fehaciente del sujeto de mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa 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 del mercado asociados a las 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 entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español

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

12.1 Definición de Unidad de Programación: La Unidad de Programación es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este Procedimiento de Operación.

Las Unidades de Programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará Unidad Física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el Anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el Anexo II de este procedimiento se define también la Unidad de Programación Genérica (UPG), y los posibles usos de la misma.

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

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

Cada Unidad de Programación y cada Unidad de Programación Genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación.

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

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

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

En el caso de Unidades de Programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la Unidad de Programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel sujeto que disponga de los

derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las Unidades de Programación definidas en el apartado 1 e) del Anexo II de este procedimiento, correspondientes a Sujetos Representantes, Comercializadores de Referencia o Comercializadores, el titular de dicha Unidad de Programación será el propio Sujeto Representante, Comercializador de Referencia o Comercializador.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto 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 las Unidades de Programación Genéricas serán, respectivamente, el SM vendedor y el SM tenedor de opciones de compra de energía.

En el caso de Unidades de Programación Genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.

b) En su caso, la comunicación al OS de la designación de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.

c) Comunicar al OS los programas horarios de energía de dicha Unidad de Programación, comunicando, además, en su caso, las Unidades de Programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.

d) Facilitar al OS los programas desagregados por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha Unidad de Programación.

e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

12.3 Representante de la Unidad de Programación: El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto del mercado designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio o en nombre ajeno, en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el Anexo II.

La designación del Sujeto Representante de la Unidad de Programación se efectuará mediante la presentación por el Sujeto Titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el 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, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como Sujeto del Mercado directamente asociado a dichas Unidades de Programación.

12.4 Sujeto del Mercado asociado a las Unidades de Programación: Deberá ser entendido como aplicable a los Sujetos Titulares y a los Representantes de unidades de programación.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información

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

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

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

Concepto	Hora
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.	D-2 ≤ 16:00 horas
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	≤ 7:45 horas
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 08:15 horas
En su caso, la EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP con entrega física formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	≤ 8:45 horas
En su caso, el OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP.	≤ 08:50 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:15 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario (ATC).	≤ 10:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación: Nominaciones de contratos bilaterales después del MD. Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta. En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: Desagregaciones de UP en UF. Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	≤ 13:00 horas (en todo caso, hasta 30 min tras la publicación del PDBC)
Publicación PDBF.	≤ 14:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDBC)
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	Hasta 30 min tras publicación PDBF
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 16:00 horas
Publicación PDVP.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 120 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas
Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir.	Tras publicación del PDVP.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Concepto	Hora
Presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir.	16:20 horas (en todo caso, hasta transcurridos 30 min. tras publicación de los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, cuando la publicación sea posterior a las 15:50 horas).
Asignación de reserva de potencia adicional a subir.	≤ 17:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDVP).
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la publicación del PDVP, o en su caso, hasta 30 minutos tras la publicación de los resultados de la asignación de reserva de potencia adicional a subir).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 17:45 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas

Notas:

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

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP y PHF), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Sí como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

• Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones del mercado intradiario

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

• Horarios del sistema coordinado de subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España

	1. ^a Subasta intradiaria (D-1)	2. ^a Subasta intradiaria (D)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida	15:00	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	15:35-15:40	10:35-10:40

	1.ª Subasta intradiaria (D-1)	2.ª Subasta intradiaria (D)
Publicación de la especificación de la subasta	16:05	11:05
Apertura periodo recepción ofertas	16:15	11:15
Cierre periodo recepción ofertas	16:45	11:45
Comunicación resultados de la Subasta a los SM	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las capacidades asignadas	17:15	12:15

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

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

1. Unidades de programación para la entrega de energía

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

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

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

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen.

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

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquéllas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio) que pertenezcan a una misma Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada Unidad de Gestión Hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

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

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

Cada unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiéndose como grupo de bombeo, cada clave

diferenciada del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

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

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

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

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y cuya potencia neta o suma de potencias netas sea superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto del mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

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

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

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

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

Se considerarán como unidades físicas:

- Cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En el caso de que para una clave diferenciada exista más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

- Cada agrupación de instalaciones, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

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

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

- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

- Generación habilitada / no habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo (regulación secundaria, regulación terciaria y/o gestión de desvíos).

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

e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por sujeto del mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

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

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

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

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

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

- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el sujeto del mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación específica

integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de venta de energía para la importación de energía:

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

Consideraciones sobre el sujeto del mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

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

- El propio Sujeto del Mercado Productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida.

- Un Sujeto del Mercado que actúe como Representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del sujeto del mercado propietario de la instalación.

- Un Sujeto del Mercado que actúe como Representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de sujetos del mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del sujeto del mercado propietario de la instalación.

- Un Sujeto del Mercado Comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el sujeto del mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un Representante o un Comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de Representante o Comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del Productor.

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

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y en el Real Decreto 413/2014:

- El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado Real Decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.

- El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la CNMC para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el

régimen retributivo específico, mediante un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El sujeto del mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

• El OS considerará el carácter fluyente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluyente, salvo acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

2. Unidades de programación para la toma de energía

a) Adquisición de energía por Comercializadores:

Cada Sujeto Comercializador en Mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por Consumidores Directos en Mercado:

Cada Sujeto Consumidor Directo en Mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea Sujeto de Liquidación con la misma fiscalidad del Impuesto de Electricidad.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el Operador del Mercado de un Consumidor Directo en Mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus Consumidores Directos en Mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto de Electricidad.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación en nombre ajeno y por cuenta ajena (representación directa) ante el Operador del Mercado de un Consumidor Directo en Mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el Consumidor Directo en Mercado.

c) Adquisición de energía por Gestores de cargas

Los gestores de cargas que actúen directamente en el mercado dispondrán de una unidad de programación de adquisición de energía en los mismos términos establecidos en el apartado anterior para los Consumidores Directos en Mercado.

d) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo

Cada Sujeto del Mercado (propietario, representante o comercializador) será titular de una única unidad de programación para la adquisición de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del Registro Administrativo correspondiente.

e) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares:

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

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

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

f) Adquisición de energía para la exportación de energía:

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

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

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

3. Unidades de programación genéricas

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

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.
- La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

4. Identificación de unidades de programación y unidades físicas

Cada unidad de programación o unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con los Reglamentos EU 543/2013 de 14 de julio y EU 1227/2011 (REMIT).

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.

ANEXO IV

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el operador del sistema

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

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

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

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

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

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

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

ANEXO V

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

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

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

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

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en la Disposición Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

P.O. 3.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. Objeto

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

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema (OS).
- 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 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad:

En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la 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 un grupo térmico no renovable (UVT) compuesto por varias unidades físicas.
- Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

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

Para efectuar este proceso de desagregación de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de 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.

3.2 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.2.1 Periodo para la recepción de ofertas.

Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los SM a través de la página Web de SM del sistema eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y las causas concretas en las que se ha basado la decisión de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

3.2.2 Presentación de ofertas.

3.2.2.1 Unidades de venta de energía:

Los siguientes sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán las ofertas indicadas en este apartado:

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

Los tipos de oferta que presentarán las unidades de venta de energía indicadas serán:

- Ofertas de venta de energía. Las ofertas de venta de energía tendrán carácter obligatorio o potestativo.

Las ofertas de venta de energía tendrán carácter obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física. A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de energía primaria disponible en dichas instalaciones.

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

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

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

3.2.2.2 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.

3.2.2.3 Unidades de programación genéricas (UPG): Las unidades de programación genéricas no participarán en la resolución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

3.2.3 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar

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

En cada oferta se especificará la siguiente información:

- Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).
- Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

Energía a subir:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

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

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

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- Ingresos por unidad de energía producida.
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

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

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas podrá ser tenido en cuenta cuando la asignación de incrementos de programa por seguridad del sistema requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

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

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

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

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

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

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

3.3 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.

3.3.1 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.

3.3.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

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

- La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
- Las desagregaciones de programas correspondientes a:
 - Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables (UVT) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).
 - Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables (UVR) teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.
 - La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.
 - La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.
 - La mejor información disponible en relación con:
 - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
 - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de 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.

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

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

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

- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

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

3.3.1.1.3 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 SM, 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.

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

3.3.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español: Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. 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.

3.3.1.2 Medios para la resolución de las restricciones técnicas:

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

Incremento de la energía programada en el PDBF.

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas por unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables (UVT).
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

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 no renovables (UVT).
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

b) 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:

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

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

3.3.1.3 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 para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

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

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

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

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF:

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

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la resolución de éstas se reducirán los programas de estas unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía, teniendo en cuenta el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

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

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

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

4. Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio: Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

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

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

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.

Este proceso de reducción de programas dará 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.

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

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

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir:

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos 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.

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

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

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

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

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

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

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

3.3.1.4 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 programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los 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.

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 sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

UPL (Unidad con Programa Limitado):

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

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

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

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

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la resolución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha

oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

En el caso de la aplicación de reducciones de programa sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, exportaciones, asociadas a un contrato bilateral físico, se aplicarán después, de forma coordinada, cuando así sea aplicable, redespachos de energía a bajar sobre las unidades de venta asociadas a dicho bilateral, conforme a lo dispuesto en el apartado posterior 3.3.2.1.

3.3.1.5 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 o Límite Inferior) aplicable a:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

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

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

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

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

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

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

3.3.1.6 Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la Red de Distribución:

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

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

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

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

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

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

3.3.1.7 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, reduciéndose los programas de las unidades según orden de factores de contribución decrecientes.

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, teniéndose en cuenta el orden de prioridad para la reducción de la energía programada indicado en el apartado 3.3.1.3. 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 los grupos,

persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de dichas unidades de venta, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

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

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

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

b) Congestionamientos en situaciones post-contingencia.

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

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

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

c) Teledisparos en unidades de producción.

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

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

En los casos en los que existan varias unidades de generación con distinto orden de prioridad de despacho y para la solución de la congestión se requiera la activación de un

número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, éstos se activarán respetando el orden de prioridad de despacho establecido en el apartado 3.3.1.3, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita. En el caso de unidades con igual orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para la activación de los mismos 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.

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

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

3.3.1.8 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos:

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

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

sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

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

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

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

3.3.2 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.

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

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

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF, esta demanda corresponderá a unidades de consumo de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro en el sistema peninsular nacional, a unidades correspondientes a transacciones de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implementado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

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

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

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

De esta forma:

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

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

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

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

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición aplicada en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV). No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

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

El OS procederá a reducir, o incluso anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

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

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

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

De esta forma:

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

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

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

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

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

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

3.3.2.3 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 consideradas aptas para participar en la fase II del servicio de restricciones técnicas según la resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema..

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

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 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, no hayan atendido dicha obligación:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF:

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

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

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

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

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

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

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

3.5 Información al OM y a los SM:

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

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

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

El programa diario viable provisional (PDVP).

Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

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

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

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

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

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

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los SM 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 SM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

3.6 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF:

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

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

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, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción, y en su caso de

importación, y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez

resueltas, en su caso, y siempre que ello sea posible, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

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 SM 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 SM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

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

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.3.1.3 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 solución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles, dando prioridad, en caso de igualdad de coste, a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de

restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de la oferta de restricciones actualizada, 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 prorrateada en caso de igualdad de precio de oferta y dando prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este proceso de asignación de las ofertas de restricciones presentadas, la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario final nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte 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 los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multietapa que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada, independientemente de que el incremento de programa sea establecido en base a la oferta de terciaria o a la oferta de restricciones.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información. El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. Los SM serán informados a través de la Web de SM del eSIOS.

En el caso de que la solución de la restricción en tiempo real requiera una reducción de producción, el OS procederá a la reducción de los programas teniendo en cuenta, a igualdad de coste, lo establecido en los apartados 3.3.1.3 y 3.3.1.7 de este procedimiento.

En el caso de que para garantizar la seguridad del sistema sea precisa la activación de teledisparos durante la operación en tiempo real, se aplicará, en su caso, el sistema de turnos rotatorios establecido, o en su defecto, se utilizará como criterio de orden para requerir su activación, el de las ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de las ofertas de restricciones actualizadas de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.3.1.7 de este procedimiento.

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

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.3.1.6 de este procedimiento de operación.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.3.1.8 de este procedimiento. El OS procederá asimismo conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento.

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de que las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a bajar en el sistema, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía respetando el orden de prioridad establecido en el apartado 3.3.1.3 de este procedimiento de operación.

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

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

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

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

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

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

Aplicación de reducción/anulación de las capacidades de exportación: En el caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes, y en la zona existan programas de exportación

de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, el OS procederá a la /anulación de la capacidad de exportación.

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

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

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

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

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

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

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

6. Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Mecanismo excepcional de resolución

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

ANEXO I

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

1. Redespachos programados

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

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

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

Los redespachos de energía programados para la resolución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.2.3 de este procedimiento.

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

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.2.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.

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

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

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

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

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

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

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

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

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

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

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

Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

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

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

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 UPLPVPCB):

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

1.1.2 Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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

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

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, 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.

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.

1.2 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.

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

1.2.1.1 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.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

1.2.1.2 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.

1.2.1.3 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.

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

1.2.2.1 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.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

1.2.2.2 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.

1.2.2.3 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.

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

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración 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. 3.3 GESTIÓN DE DESVÍOS

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los Sujetos del Mercado (SM).

3. Proveedores del servicio

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que siendo aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente, obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Para la habilitación de unidades para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo interesadas deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del RAIPEE.
- b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
- c) Solicitud remitida al OS de participación en el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo.
- d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.
- e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.
- f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.
- g) Resultado satisfactorio de las pruebas de habilitación establecidas mediante Resolución Ministerial de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las

pruebas se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el proceso de gestión de desvíos de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de desvíos.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Sí no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

4. Procedimiento de resolución

4.1 Definición del proceso. Los sujetos del mercado asociados a unidades de programación deberán comunicar al OS, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades físicas de consumo de bombeo, tal y como está fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

Asimismo, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación deberán comunicar también al OS todas aquellas modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas que se presenten en sus equipos de generación o de consumo de bombeo, por otras causas (infactibilidad técnica, vertidos ciertos, etc.), y que conlleven una variación del programa de energía entregada o tomada de la red superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario comunicado con anterioridad para la unidad de programación, debiendo explicitar el sujeto del mercado también la duración prevista del desvío.

Por su parte, el OS efectuará previsiones de la demanda del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la previsión de la cobertura de la demanda, así como de las entregas de energía procedentes de las instalaciones de producción eólica y solar.

El OS, anotará además desvíos sobre las unidades de programación asociadas a los programas de intercambios internacionales en los casos en los que, una vez transcurrida la última sesión del mercado intradiario cuyo horizonte de aplicación abarca el periodo de programación en cuestión, el sujeto del mercado de una unidad de programación asociada a un programa de intercambio internacional mantenga un programa de energía que carezca de la pertinente conformidad del OS eléctrico vecino.

Tomando como dato de partida sus mejores previsiones de demanda del sistema eléctrico peninsular español y de producción eólica de acuerdo con lo establecido en el procedimiento por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia, así como la información de indisponibilidades y desvíos justificados de programa comunicada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación, y los posibles desvíos anotados sobre las unidades de programación correspondientes a los programas de intercambios internacionales, el OS estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

El OS, en función de los desvíos previstos, valorará la necesidad de convocar el mercado de gestión de desvíos generación-consumo, solicitando ofertas, en su caso, para la resolución de estos desvíos. No se resolverán mediante convocatoria del mercado de gestión de desvíos, aquellos desvíos en los que el valor del desvío medio previsto en cada periodo de programación sea inferior a 300 MW.

En caso de que el desvío medio previsto en cada periodo de programación sea igual o superior a 300 MW, el OS comunicará a los SM el requerimiento total de energía y su sentido (a subir o a bajar) para la resolución de los desvíos en cada periodo de

programación, así como las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas que, en su caso, el OS pudiera establecer, previa conformidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control de dicho servicio.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el OS utilizará las ofertas de incremento y reducción de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad de programación, incorporando estas modificaciones en el siguiente programa horario operativo P48.

El ámbito temporal de aplicación del mercado de gestión de desvíos generación-consumo puede llegar a abarcar todos los períodos de programación existentes entre el cierre de una sesión del MI y la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

4.2 Presentación de ofertas. Una vez comunicados por el OS los requerimientos de energía a cubrir para compensar los desvíos identificados y, en su caso, las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas, los sujetos del mercado podrán presentar, en un plazo máximo de 30 minutos, ofertas para cada una de sus unidades de programación correspondientes a sus instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo por la energía disponible en ellas para cubrir el desvío.

La participación en el proceso de resolución de los desvíos generación-consumo de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento se encuentra establecida en el procedimiento de operación por el que se establece la participación de estas instalaciones en los procesos gestionados por el OS. Las ofertas presentadas serán válidas solamente para la convocatoria efectuada, siendo anuladas una vez cerrado el proceso de asignación correspondiente.

Para cada unidad de programación se especificará la siguiente información:

Tipo de oferta (generación o consumo de bombeo).

Energía a subir:

Para el conjunto del horizonte de resolución de desvíos se indicará: Energía total máxima (MWh).

Variación máxima de energía asignada (MWh/h).

Además para cada período de programación se indicará:

N.º de bloque (orden correlativo empezando por 1, máximo = 10). Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada (€/MWh). Código de indivisibilidad.

Código de aceptación completa extensivo a todos los períodos de programación del horizonte de resolución de desvíos (Aplica si nº de orden de bloque = 1).

Energía a bajar:

La misma información requerida en el epígrafe de Energía a subir, teniendo en cuenta que las energías ofertadas en este caso son a bajar, en lugar de a subir, y que el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

El valor de energía horaria a subir o a bajar de una oferta indivisible no podrá ser superior, en ningún caso, a 300 MWh.

4.3 Asignación de ofertas. El OS analizará las ofertas recibidas y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los programas asignados en procesos anteriores, la oferta será limitada. Este proceso se realizará mediante la aplicación de un control respecto de los límites físicos de las unidades de producción y de bombeo. En caso de sobrepasarse estos límites físicos, o, en caso de que la asignación de una oferta diese lugar a una limitación de programa establecida por razones de seguridad del sistema, se aplicarán los criterios indicados en el anexo I de este procedimiento.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la normativa de aplicación, siéndoles aplicables además los criterios de aceptación y validación establecidos en el anexo I de este procedimiento.

El OS asignará las ofertas mediante el algoritmo de asignación que se especifica en el anexo II de este procedimiento.

4.4 Comunicación de los resultados de la asignación. El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas a los sujetos del mercado de cada unidad de programación asignada.

La asignación realizada por el OS será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación, la obligación de realizar el nuevo programa de energía derivado de la conjunción de su programa previo más la modificación de programa asociada a la asignación de ofertas para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Quince minutos antes del cambio de hora, el OS transmitirá a los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación afectadas, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, el nuevo programa para sus respectivas unidades de programación. Este programa incluirá la producción adicional que deberá incorporarse o reducirse en la programación de cada unidad para la resolución de los desvíos generación-consumo.

4.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas. Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de resolución de desvíos, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

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

4.6 Liquidación del servicio. El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

4.7 Liquidación de la provisión del servicio. Las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo podrán modificar su programa de energía para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Las modificaciones programadas en las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo para la resolución de estos desvíos generación-consumo serán valoradas al precio marginal de las ofertas asignadas en cada período de programación, siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

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

4.8 Distribución de los costes derivados de la resolución de los desvíos generación-consumo. La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de generación o de consumo de bombeo para la resolución de los desvíos generación-consumo será repercutido 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.

5. Mecanismo excepcional de asignación

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante la aplicación del mecanismo previsto en este procedimiento, no existiendo reserva de regulación terciaria suficiente, el OS podrá adoptar

las decisiones de programación que considere más oportunas, para resolver los desvíos generación-consumo identificados, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación del servicio.

Las asignaciones de energía que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAX, de valor igual a 1,15, por el máximo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a subir que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario

Para asignaciones de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, por el mínimo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a bajar que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de resolución de desvíos

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado para la resolución de los desvíos generación-consumo serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

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

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a instalaciones de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada convocatoria de gestión de desvíos. De esta forma, si para una misma convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El periodo de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Cada oferta estará compuesta por bloques consecutivos, cuyo número no deberá superar el máximo que, en su caso, establezca y publique el OS.

Sólo se permitirá un bloque de tipo todo o nada por oferta y sentido (subir/bajar), siendo obligatoriamente el bloque n.º 1. De existir más de uno, la oferta será rechazada.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa vigente.

2. Comprobaciones en el preproceso de las ofertas

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades físicas de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa sobre las unidades de programación son las siguientes:

No violación de límites por seguridad.

No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado).

No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos generadores y unidades de bombeo).

No oferta de una energía a bajar mayor su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

Las acciones a tomar cuando un bloque de oferta viole alguno de los límites anteriores dependerán de las condiciones de indivisibilidad del mismo:

Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que deja de violar el límite
Bloque indivisible: El bloque será rechazado completamente en aquellos periodos de programación en los que se produce la violación

Bloque de tipo todo o nada: el bloque de oferta será rechazado por completo, es decir, para todos los periodos de programación que abarque la oferta, aunque sólo se produzca la violación en algún periodo.

Cabe destacar que en el primer y en el último periodo de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques de ofertas (a excepción de los bloques de tipo todo o nada) se considerarán divisibles. Por este motivo, en estos periodos de programación extremos, cuando se produzca una violación de algún límite, se truncará siempre el bloque de oferta.

3. Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser asignados. Durante este proceso se comprueba que la asignación no viole ninguna de las restricciones de energía máxima y de rampas de la oferta. Su aplicación puede provocar que la oferta no sea asignada en su totalidad o que sea rechazada.

Hay que señalar que si bien los rechazos afectan a los bloques de oferta, las comprobaciones son realizadas a nivel del programa correspondiente a la unidad de programación.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

Tras la asignación, la unidad programación no deberá violar con su oferta ninguna rampa de subida ni de bajada. Es decir, se tiene que cumplir que:

$$E(t+1) \leq E(t) + \text{Rampa Subida } (t) \quad E(t+1) \geq E(t) - \text{Rampa Bajada } (t)$$

Las energías $E(t)$ y $E(t+1)$ corresponden al programa de la unidad de programación tras la asignación de la oferta de gestión de desvíos.

Es decir:

$$E(t) = \text{Programa inicial } (t) + \text{Asignación Desvíos } (t)$$

Esta comprobación se efectúa, independientemente del signo del desvío, para todas las horas en las que se asigna, a excepción de la última.

Comprobación de que la energía asignada a la unidad de programación no exceda la limitación de energía máxima de la oferta. Una vez alcanzado este límite, no se asignarán más bloques de esta oferta.

Comprobación de que los bloques de tipo todo o nada hayan sido asignados en todos los periodos de programación. Cuando un bloque de este tipo no haya sido asignado en algún periodo de programación, bien por precio o por alguna de las restricciones anteriores, se procederá a su desasignación en todos aquellos periodos en los que hubiera resultado asignado.

En los casos en los que se violan algunas de estas limitaciones, el tratamiento aplicado al bloque de oferta es función del tipo de bloque en cuestión, teniéndose para ello en consideración los mismos criterios indicados en el apartado 2 de este mismo anexo, en función de que se trate de bloques divisibles, indivisibles o de tipo todo o nada.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas para la resolución de desvíos generación-consumo

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación

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

Proceso de asignación único en el que existen restricciones horizontales: de rampa y de energía total asignada.

Proceso de asignación iterativo en el que se realizan diferentes aplicaciones del algoritmo hasta alcanzar una solución válida.

Se admiten bloques de oferta indivisibles y de tipo todo o nada. Estos últimos son bloques que deben ser asignados completamente en todos los períodos de programación. No obstante, en el primer y en el último periodo de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques indivisibles son considerados como divisibles.

Los bloques de oferta pueden incorporar condiciones de rampa máxima y de energía total asignada en el conjunto del horizonte del mercado.

Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada período de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho período.

Se admite un margen en la asignación de ofertas ($\pm 10\%$ de los requerimientos) de forma que se considera la asignación válida cuando se cubren los requerimientos publicados dentro del intervalo definido por este margen ($90\% \leftrightarrow 110\%$ de los requerimientos publicados).

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo

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

1. Hora a hora se colocan los bloques de oferta en orden creciente de precios (decreciente para requerimiento a bajar) hasta cubrir el requerimiento.

2. En cada hora se calcula la energía máxima que se puede asignar a cada bloque de forma que no se violen las restricciones de rampa y de energía total que pudieran presentar las ofertas.

3. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según el siguiente criterio:

Tienen preferencia los bloques divisibles sobre los indivisibles.

A igualdad de tipo (ambos divisibles o indivisibles), tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.

A igualdad de las condiciones anteriores, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

4. En caso de existir varios bloques de ofertas al mismo precio, en el límite de cobertura, se prorratea la asignación entre ellos si son divisibles.

Sí uno o varios de estos bloques fuese indivisible (bombeo), se da preferencia a la cobertura con los divisibles. Sí asignados estos es aún necesaria la asignación de algún bloque indivisible se procederá como sigue: Tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño. Sí al colocar un bloque indivisible se sobrepasa el requerimiento en un valor menor al margen permitido, se asignará el bloque y se finalizará la asignación.

Sí se sobrepasa este valor, se retirará el bloque. Sí una vez retirado el bloque, no se alcanza el requerimiento, pero se está dentro del margen de variación admisible alrededor del requerimiento publicado, se considera finalizada la asignación.

Sí lo anterior no se cumple, se continúa con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación.

5. Una vez alcanzados los requerimientos en un periodo de programación se pasa al siguiente hasta llegar al final del horizonte.

6. Una vez alcanzado el fin del horizonte se repite de nuevo el proceso de asignación hacia atrás. Cuando se realiza la asignación hacia atrás, en los bloques que presentan restricciones de rampa y/o energía total no se puede asignar más energía de la que se asignó en el proceso hacia delante.

7. Una vez alcanzado el primer período de programación, se analiza si la solución es válida (no se viola ninguna restricción). El proceso se repite hasta que se alcanza el número máximo de iteraciones o se alcanza una solución válida después de cuatro iteraciones.

8. Cuando se ha alcanzado una solución válida se comprueba que todos los bloques de oferta de tipo todo o nada se han asignado completamente en todos los periodos de programación. Sí hubiera varios bloques en esta situación, se elimina el que sea más costoso en su totalidad y se repite de nuevo todo el proceso.

P.O. 3.7 APLICACIÓN DE LIMITACIONES A LAS ENTREGAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN SITUACIONES NO RESOLUBLES CON LA APLICACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1. Objeto

Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la aplicación de limitaciones a las entregas de producción, con el fin de garantizar la operación segura del Sistema.

Toda la generación del Sistema Eléctrico Peninsular Español, incluida aquélla objeto de este procedimiento, está sujeta de forma general a lo dispuesto en los Procedimientos de Operación y en particular en los procedimientos por los que se establece la programación de la generación, las restricciones técnicas y la gestión de desvíos.

El objeto de este procedimiento es establecer las medidas de operación del sistema en su conjunto y de estas unidades de producción en particular, de forma tal que se mantenga la operación segura y estable del sistema, en situaciones donde el OS considere que la disponibilidad de potencia para regulación terciaria disponible es insuficiente para asegurar el adecuado equilibrio entre la generación y el consumo en el sistema o para solventar situaciones de riesgo en el sistema cuando no se cumplen los criterios de seguridad fijados en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema (OS).
- b) Empresas propietarias de unidades de producción con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación.
- c) Centros de Control de las instalaciones de generación.
- d) El transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- e) Las empresas propietarias de instalaciones de la red de distribución y los gestores de la red de distribución correspondientes.

3. Aplicación de limitaciones por razones de seguridad del sistema

El Operador del Sistema, en cumplimiento de lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas y como resultado de los análisis y la supervisión de la seguridad del sistema, aplicados en distintos horizontes temporales, puede identificar diferentes condiciones que supongan un riesgo cierto para la continuidad y calidad del suministro. En el ámbito de las restricciones técnicas descritas en

el presente procedimiento, el Operador del Sistema dará las instrucciones oportunas de limitación de las entregas de energía a las unidades objeto de este procedimiento, por medio de los respectivos Centros de Control. Estas instrucciones se impartirán sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar el riesgo identificado, actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre la generación y el consumo de bombeo, mediante la utilización del servicio de regulación terciaria y por motivos de seguridad considere que no debe utilizar más ese servicio para solventar el problema. El Operador del Sistema identificará las producciones máximas admisibles por nudo de la Red de Transporte o las admisibles en el conjunto del sistema eléctrico, según sea el caso concreto identificado.

En los casos de identificación de restricciones técnicas en un elemento de la red de distribución, siempre que el gestor de la red de distribución así lo solicite, el operador del sistema pondrá a disposición del gestor de esta red, las instrucciones impartidas al Centro de Control correspondiente.

En los Centros de Control se deberá disponer de registros de las consignas de limitación de programa comunicadas por el operador del sistema y por el correspondiente Centro de Control, así como del seguimiento, cumplimiento de estas instrucciones y volumen de las reducciones de producción, para que esta información pueda ser utilizada para la resolución de posibles conflictos.

3.1 Limitaciones de producción.

El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados de la máxima producción que cada una de las unidades de producción bajo su control puede entregar de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte o en el sistema eléctrico peninsular español en su conjunto. El reparto de dicha producción máxima se realizará, a igualdad de coste, atendiendo al orden de reducción determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, entre unidades de la misma prioridad de despacho, de forma proporcional a la potencia programada o a la producción de la unidad al inicio de la restricción, según sea el ámbito temporal en el que tenga lugar la aplicación de la limitación de producción. El nuevo valor de producción limitado debe ser alcanzado en un plazo máximo de 15 minutos una vez recibida la instrucción de limitación de las entregas de energía.

En el caso de que a una instalación térmica, con acta de puesta en servicio previa a la publicación en el BOE de este procedimiento de operación, no le sea posible técnicamente reducir su producción hasta el valor de la limitación de entrega que le haya solicitado el OS, en un plazo máximo de 15 minutos, el Centro de Control al que se encuentre adscrita la unidad informará al Operador del Sistema de los valores de rampa de subida máxima y de rampa de bajada máxima técnicamente admisibles para la unidad de producción. Estos valores de rampa serán comprobados por el Operador del Sistema utilizando el histórico de programas de entrega de energía de la unidad de producción y podrán ser invalidados por el Operador del Sistema en caso de detectar de forma reiterada variaciones en dichos programas incompatibles con los valores de rampa declarados. Una vez validados, el Operador del Sistema se considerará dichos valores para la verificación del cumplimiento de las instrucciones de producción máxima.

Alternativamente a la metodología descrita, cada Centro de Control podrá realizar, a igualdad de coste, otro reparto interno de la limitación de entregas de producción solicitada por el OS, entre aquellas unidades de producción del mismo subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio o normativa que lo sustituya, siempre que se asegure un efecto equivalente, o más favorable, en la resolución de la restricción técnica de que se trate, sobre las redes de transporte, distribución o sobre el sistema en su conjunto, de acuerdo con lo establecido en el punto 3.2 de este procedimiento de operación. En cualquier caso, el Operador del Sistema pondrá a disposición de cada Centro de Control, la información relativa a las entregas de energía de cada unidad de producción bajo la responsabilidad de dicho Centro de Control que se ha considerado para llegar a la producción máxima en conjunto.

En el caso de que un Centro de Control realice un reparto interno diferente al enviado por el Operador del Sistema tras recibir una instrucción de limitación de las entregas, el Operador del Sistema deberá recibir de dicho Centro de Control, antes de la 1.00 horas del día siguiente, la potencia asignada a cada unidad de producción en cada periodo horario para que esta información pueda ser tenida en consideración, siempre que dicho reparto cumpla con las condiciones establecidas. En otro caso, el Operador del Sistema considerará que el reparto realizado se corresponde con el por él enviado. El Operador del Sistema deberá comunicar a los Centros de Control el formato y las condiciones de dicho envío.

Sí las condiciones de operación permiten levantar parcialmente la limitación, el orden de levantamiento de dicha limitación será el inverso al empleado para establecer la limitación.

3.2 Motivos de reducción de la producción.

Dependiendo de la restricción técnica identificada por el Operador del Sistema se pueden distinguir los siguientes casos:

3.2.1 Congestión en la evacuación de generación.

Se entiende por congestión la identificación de sobrecargas inadmisibles, de acuerdo con los criterios de seguridad, en elementos de la Red de Transporte y/o de la Red de Distribución, debido a, por ejemplo, un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, así como a la imposibilidad parcial o total de evacuación por indisponibilidad de las instalaciones que permiten dicha evacuación. La aplicación de las limitaciones de entregas de producción para la solución de dicha congestión se realizará según lo determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, sin ninguna consideración adicional.

Cuando el gestor de la Red de Distribución de una zona detecte en el proceso de programación o bien en tiempo real un problema de congestión en la red bajo su responsabilidad, que no sea posible resolver por un medio diferente a la limitación de la producción de unidades objeto de este procedimiento, de acuerdo con lo determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, lo comunicará al Operador del Sistema, dejando constancia escrita mediante fax o correo electrónico del incumplimiento de las condiciones de seguridad identificadas, y las causas a las que es debido, así como la potencia máxima de cada una de las unidades de producción o del conjunto de unidades de producción agregadas afectadas por la modificación identificando unívocamente cuáles son las unidades de producción a las que aplica dicha limitación. El Operador del Sistema procederá a ordenar la aplicación de limitaciones de las entregas de energía a los correspondientes Centros de Control, pudiendo, bajo petición, distribuir la solicitud realizada por el Distribuidor entre los Centros de Control afectados.

Cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades que estén asociadas al mismo nudo de la Red de Transporte y/o de la Red de Distribución y que presenten la misma sensibilidad a la congestión detectada. Dicho reparto deberá respetar el orden de prioridad establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y deberá ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que sea aplicado.

3.2.2 Estabilidad.

A los efectos de las limitaciones de producción orientadas a evitar o limitar repercusiones derivadas de problemas de estabilidad transitoria en el sistema, se considerarán las perturbaciones definidas en el P.O.1.1. Dichas perturbaciones serán despejadas en un tiempo igual o inferior a 100 ms, no obstante, en las circunstancias que las que el sistema lo requiera, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador del Sistema podrá postular tiempos de despeje de 250 ms. Adicionalmente, podrían detectarse situaciones no admisibles asociadas a valores de inercia mínima o de estabilidad de pequeña señal.

El Operador del Sistema evaluará con antelación suficiente y en tiempo real, con desagregación por nudo de la Red de Transporte, la máxima entrega de energía en dicho nudo que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad, atendiendo a pérdidas instantáneas de generación provocadas por huecos de tensión u otros motivos relacionados con la estabilidad transitoria. Para ello, tendrá en cuenta el comportamiento frente a perturbaciones de cada una de las unidades de producción, considerando los

requisitos técnicos establecidos en los Procedimientos de Operación 12.2 y 12.3, con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria, aplicando las limitaciones de entrega de producción, a igualdad de coste, en primer lugar a las instalaciones más sensibles a los huecos de tensión o que presenten un comportamiento ante perturbaciones menos favorable para el sistema en su conjunto.

Cada Centro de Control, a igualdad de coste, podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades que estén asociadas al mismo nudo de la Red de Transporte y que presenten el mismo comportamiento frente a perturbaciones. Dicho reparto de las limitaciones de entregas de producción deberá respetar el orden de prioridad establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y deberá ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que sea aplicado.

3.2.3 Excedentes de generación no integrables en el Sistema.

En determinadas circunstancias en las que se presente una demanda inferior a la programada y/o una producción de las unidades objeto de este procedimiento superior a la programada, el Operador del Sistema podrá precisar aplicar limitaciones de entregas de producción de la generación objeto del presente procedimiento una vez considere que el volumen de las ofertas de energía a bajar disponibles y sin utilizar para el servicio de regulación terciaria sea el mínimo imprescindible para mantener la seguridad del sistema. El ámbito de aplicación será el del conjunto del Sistema.

Cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades de generación respetando, a igualdad de coste para el sistema, el orden de prioridad de despacho establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Para cada Centro de Control, la posibilidad de aplicar dicho reparto debe ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que comience por primera vez a aplicarse.

3.2.4 Pruebas de control de producción.

Con objeto de verificar la capacidad de los Centros de Control y de las unidades de producción para recibir órdenes de reducción de su producción, el Operador del Sistema podrá comprobar, en cualquier momento, el seguimiento de consignas de dichos centros de control.

4. Mecanismo excepcional de resolución

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, causadas por fuerza mayor o por otra índole no prevista ni controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados y la CNMC, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

P.O. 3.8 PARTICIPACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DURANTE LA FASE DE PRUEBAS PREOPERACIONALES DE FUNCIONAMIENTO

1. Objeto

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

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

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

c) Gestión de desvíos generación-consumo.

2. Ámbito de aplicación

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

3. Definiciones

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento:

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, disponiendo la instalación del Acta de Puesta en Servicio para pruebas o Autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el Órgano Administrativo competente, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

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

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

4.1 Autorización de pruebas: Todas las pruebas preoperacionales de funcionamiento que lleven asociada la conexión de la instalación de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su potencia neta registrada es superior a 50 MW, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

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

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

1. Documentación disponible que acredite la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, incluyendo Acta de Puesta en Servicio para pruebas o Autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el Órgano Administrativo competente.

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

a) Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el Concentrador Principal y recepción de las medidas del correspondiente punto frontera en el sistema de medidas eléctricas SIMEL, de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes, con detalle, en su caso, del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL).

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

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

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

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

3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

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

- Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.
- Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en los anteriores apartados 2.a), 2.b), 2.c) y 2.d).

4. Verificación del alta de la correspondiente unidad de venta de energía.

5. Verificación de los requerimientos generales previos y comunicación de su cumplimiento:

Una vez cumplidos los requisitos generales previos indicados en el apartado anterior, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción dirigirá al OS la solicitud de autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

El OS verificará el cumplimiento de dichos requisitos y comunicará el cumplimiento o incumplimiento de dichos requisitos.

En caso de cumplimiento, el OS emitirá la correspondiente autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Comunicación de indisponibilidades

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

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

7.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

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

a) Presentación de ofertas:

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

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

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

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

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

P.O. 7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación del servicio.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

En este procedimiento se incluyen también los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria, mediante los cuales se provee este servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción así como a los sujetos responsables de zonas de regulación.

3. Definiciones

3.1 Servicio de Regulación Secundaria. El Servicio de Regulación Secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado.

Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:

Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio.

Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

El servicio de regulación secundaria es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del OS. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).

3.2 Sistema de regulación compartida peninsular (R.C.P.).-La R.C.P. (Regulación Compartida Peninsular) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema.

Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un regulador maestro principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

3.3 Zona de regulación. Una zona de regulación es una agrupación de unidades de producción que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Las zonas de regulación están constituidas por unidades, previamente habilitadas por el OS y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. En el anexo III, Reglamento de la Regulación Secundaria, se describe la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

3.4 Reserva de regulación secundaria. La reserva de regulación secundaria a subir/bajar es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

3.5 Energía efectiva neta de regulación secundaria. La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de producción integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos por el AGC.

Cuando el signo de dicha energía neta en un período de programación resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria a bajar.

4. Proveedores del servicio

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación.

4.1 Constitución y modificación de las zonas de regulación.

Tanto la constitución como cualquier modificación que afecte a la composición de una zona de regulación, debe ser previamente autorizada por el OS.

En concreto, es necesaria la autorización por parte del OS en los siguientes casos:

- Constitución de una nueva zona de regulación.

- Modificación de la composición de una zona de regulación existente.
- Inclusión/exclusión de una unidad de programación sin participación activa en la prestación del servicio.
 - Modificación de las unidades físicas que componen una unidad de programación incluida en zona de regulación.
 - Habilitación de una nueva unidad física o agregación de unidades físicas para la participación activa en la regulación dentro de una zona.

Para la autorización de constitución o modificación de una zona de regulación deben cumplirse los requisitos incluidos en el anexo I.

La condición de habilitación de una zona de regulación quedará sin efectos en el caso de que ninguna de las unidades de producción integradas en dicha zona tenga capacidad técnica reconocida para la prestación activa del servicio de regulación secundaria.

4.2 Inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación.

Para la inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación se deberán cumplir los requisitos establecidos en el anexo I.

4.3 Habilitación de unidades para presentación de ofertas y participación activa en la regulación.

Dentro del conjunto de unidades de programación de generación integradas en una zona de regulación, únicamente podrán ofertar este servicio y responder a las consignas enviadas por el AGC aquellas unidades aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y habilitadas para ello por el OS, mediante la superación de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en la regulación secundaria de una unidad de producción, el responsable de la zona de regulación deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

4.4 Información a suministrar al Operador del Sistema.

Las zonas de regulación y las unidades de producción que deseen participar en la prestación del servicio de regulación secundaria dentro de una zona, deberán suministrar al OS toda la información requerida por el procedimiento de operación 9, por el que se establece la información intercambiada, para permitir el adecuado funcionamiento de la regulación secundaria del sistema.

El OS mantendrá actualizada una relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las unidades de producción integradas en la misma (lista de unidades de programación de generación y unidades físicas que las componen). En esta relación se identificarán las unidades de producción habilitadas para la prestación de este servicio.

Esta información será facilitada a los responsables de cada una de las zonas de regulación habilitadas, y a otros sujetos del sistema eléctrico con el debido respeto de las condiciones de confidencialidad de información vigentes. Cualquier modificación que afecte a la composición de las zonas de regulación será comunicada al responsable de la zona de regulación en cuestión.

4.5 Transferencia del control al sistema de respaldo.

En situaciones que imposibiliten la correcta ejecución del programa desde el sistema principal de regulación secundaria, el OS procederá a transferir su control al sistema de

respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de las zonas de regulación.

El paso desde el regulador maestro hasta el sistema de respaldo, y viceversa, obligará a las empresas responsables de las diferentes zonas de regulación, a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema que en ese momento gestione el servicio.

5. Funciones del Operador del Sistema relativas al servicio de regulación secundaria

Las funciones del OS asociadas al servicio de regulación secundaria son:

- Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación.
- Habilitar a las unidades de producción para participar activamente en la prestación del servicio.
- Determinar y comunicar diariamente a los sujetos del mercado la reserva global requerida en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente.
- Establecer la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta con arreglo a lo previsto en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.
- Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria.

Como responsable del sistema maestro de control (RCP):

- Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación.
- Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación.
- Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.
- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.
- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

6. Presentación de las ofertas y asignación del servicio

6.1 Presentación de ofertas. Los sujetos del mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación de generación habilitadas (estando constituida cada una por una o más unidades de producción habilitadas para la prestación del servicio) incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo II del presente procedimiento.

El sujeto responsable de cada zona de regulación podrá presentar así para cada unidad de programación habilitada incluida en su zona una oferta de banda de potencia de regulación secundaria compuesta de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

6.2 Criterios de asignación. El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total.

Para la asignación de ofertas se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.

En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.

Sí la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho asociado, en su caso, crease una restricción técnica en el sistema, no se considerará en el proceso de asignación.

La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.

La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación de generación integradas en la correspondiente zona.

La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Sí para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada se requiriera un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el Programa Viable Provisional (PVP), el sujeto responsable de dicha unidad de programación deberá acudir al Mercado Intradiario para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el Mercado Intradiario como tomador de precio, el sujeto responsable de dicha unidad de programación lo comunicará al OS indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa de la correspondiente unidad de programación según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria del mercado de gestión de desvíos, y si no se diesen las condiciones necesarias para esta convocatoria, resolverá el descuadre en tiempo real mediante la asignación, en su caso, de reserva de regulación terciaria, incurriendo el sujeto afectado en el coste del desvío correspondiente.

6.3 Comunicación de los resultados de la asignación. –El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación de la generación, comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria a los sujetos productores responsables de cada unidad de programación y a los responsables de las zonas de regulación en la que están incluidas.

El OS comunicará, además, a los responsables de cada zona de regulación, para cada periodo de programación del día siguiente, los coeficientes de participación de dicha zona en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español, resultantes del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria.

6.4 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas. Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, los sujetos responsables de las zonas de regulación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

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

7. Mecanismo excepcional de asignación

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin

perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas de producción que hubiesen sido necesarias.

8. Mecanismo de reasignación de reserva en casos de pérdida de banda por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real, contemplado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre unidades de programación de generación que previamente habían adquirido compromisos firmes de reserva de regulación secundaria, al haberles sido asignadas ofertas en el mercado de banda de regulación secundaria, puede dar lugar a incumplimientos de dichos compromisos por parte de la correspondiente zona de regulación, por causas ajenas al propio sujeto.

Asimismo, la asignación de redespachos de energía por mecanismos de emergencia con posterioridad a la asignación de reserva de regulación secundaria [asignación de reserva de regulación terciaria o gestión de desvíos por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER)], según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación de generación una pérdida total o parcial de la banda de potencia de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la prestación del servicio se realiza a nivel de zona de regulación y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, la zona de regulación podrá hacer frente con otros de sus grupos habilitados a los compromisos de banda de regulación secundaria adquiridos.

No obstante, si la zona de regulación no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al propietario de la zona de regulación solicitar la reducción de la banda de regulación secundaria comprometida en el mercado de banda de secundaria el día D-1 con objeto de evitar incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria, provocados tanto por aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real como por aplicación de mecanismos de emergencia en tiempo real sobre unidades de programación de generación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

En el anexo IV se describe en más detalle este mecanismo para evitar incumplimientos de las zonas de regulación debidos a causas ajenas a las mismas.

9. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo por zonas de regulación, conforme al Reglamento de la Regulación Secundaria (anexo III).

En dicho documento se establece el proceso de seguimiento de respuesta de las zonas de regulación así como el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por las zonas y la energía de regulación utilizada en cada periodo de programación.

10. Liquidación del servicio

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos relativos al servicio de regulación secundaria que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados tres conceptos de liquidación:

Asignación de reserva de regulación secundaria en el mercado correspondiente.

Variación de la reserva de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada.

Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación.

La liquidación del Servicio de Regulación Secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

Se detallan a continuación las magnitudes y precios aplicables a la prestación del servicio de regulación secundaria.

10.1 Asignación de reserva de regulación secundaria. La asignación de reserva de regulación secundaria a liquidar será la resultante del proceso de asignación descrito en el apartado 6.2 de este procedimiento, y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación.

El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada período de programación, corresponderá al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente período de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

10.2 Variación de la reserva de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real. Como resultado del seguimiento efectuado por la RCP de la respuesta de cada zona de regulación en tiempo real para cada período de programación, se determinarán las siguientes magnitudes:

Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho período, afectada por un coeficiente KS de valor igual a 1,5.

Reservas residuales puestas al servicio de la regulación secundaria: se calculará en cada ciclo el valor de la reserva residual en cada sentido del requerimiento de regulación se evaluará en términos globales del período de programación si el valor de la reserva residual a subir (o a bajar) es superior o inferior a la banda a subir (o a bajar) asignada a dicha zona de regulación. Los valores de reserva residual superior o inferior a la asignada serán valorados al precio de la reserva de regulación secundaria para cada período de programación, afectados por un coeficiente KS de valor igual a 1,5 en ambos casos.

10.3 Energía efectiva neta realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación. La energía efectiva neta de regulación secundaria para cada uno de los sentidos, a subir o a bajar, se calcula como el valor acumulado en cada ciclo del desvío de generación enviado por la zona en estado ACTIVO o en EMERGENCIA sólo en caso de que haya agotado su reserva. Si la zona está en EMERGENCIA sin haber agotado su reserva sólo se acumulará el desvío de los ciclos en los que la zona tiene un desvío favorable al sentido que le solicita la RCP. La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada.

El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho período de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho período de programación.

El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho período de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho período de programación. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo (precio instrumental) vigente en el Mercado Diario.

10.4 Liquidación de asignaciones de banda y redespachos por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER). Las asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada período de programación para obtener la reserva de regulación requerida, serán valoradas a

un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 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 necesarios para obtener la banda de potencia asignada por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valorados:

Para redespachos de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, por el precio marginal horario del mercado diario.

Para redespachos de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, por el precio marginal horario del mercado diario.

10.5 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria. La liquidación de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria será repercutida 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.

ANEXO I

Requisitos técnicos relativos al servicio de regulación secundaria

En todos los casos, es condición previa que el OS disponga de la información de la instalación establecida en la normativa vigente (Procedimiento de Operación 9).

1. Requisitos para constituir o modificar una zona de regulación secundaria.

- Tamaño de la zona de regulación, medido a través de su potencia instalada, que ha de ser igual o superior al mínimo requerido en la normativa vigente.

- Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del centro de control de generación tal y como se describe en el anexo1 del procedimiento de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

- Existencia de unidades físicas habilitadas para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

2. Requisitos para la inclusión de unidades generadoras sin participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Se deberá acreditar:

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

Adscripción al centro de control responsable de la zona de regulación.

Disponibilidad en el SIOS de los programas horarios de energía neta de dichas unidades de generación.

3. Requisitos para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. Para la habilitación de una unidad de producción para su participación activa en la regulación secundaria se deben superar las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía

Se deberá verificar que todas las unidades de programación aportan una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

ANEXO II

Asignación del servicio complementario de regulación secundaria

1. Datos de entrada al proceso de asignación

1.1 Requerimientos de regulación secundaria del sistema. El OS determinará y comunicará diariamente a los sujetos del mercado la reserva global de regulación secundaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación del día siguiente. Además, establecerá la relación de reserva a subir y a bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de banda de potencia admisible en cada oferta. Para ello, el OS seguirá los criterios fijados en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

La información comunicada a los sujetos del mercado se compondrá de los siguientes datos:

Requisitos de reserva a subir en el sistema $RSSUB_h$ (MW).

Requisitos de reserva a bajar en el sistema $RSBAJ_h$ (MW).

Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente $RSBAN_{m\acute{a}x}$ (MW) y $RSBAN_{m\acute{i}n}$ (MW),

donde h = Índice del periodo de programación correspondiente.

1.2 Programa Viable Provisional (PVP). En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación (j), y para cada período de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

1.3 Integración en zonas de regulación. Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4 Ofertas presentadas por los sujetos productores. Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

Número de la oferta.

Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).

Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).

Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.

Variación de energía necesaria respecto del programa PVP, VEP_h (+/- MWh).

Código de indivisibilidad de la oferta.

La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta ($RNS_{subirh} + RNS_{bajarh}$) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ($RSBAN_{m\acute{a}x}$ y $RSBAN_{m\acute{i}n}$).

2. Asignación de las ofertas de reserva de regulación secundaria: Funcionamiento del algoritmo de asignación

2.1 Criterios generales. Para la asignación de la reserva de regulación secundaria se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación debe cumplir en cada período de programación la relación entre la reserva a subir y a bajar establecida RSB_h [$RSB_h = RSSUB_h/RSBAJ_h$ (p.u.)].

La asignación de ofertas resultante será la de menor coste que satisfaga el requerimiento del servicio de reserva de regulación secundaria.

El coste de una oferta de reserva de regulación secundaria será el producto de la banda total ofertada por el precio ofertado.

2.2 Desarrollo del proceso. El proceso de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial:

Se eliminan del proceso aquellos bloques de oferta que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.

Sí $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarihni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

Sí $RSBAN_{mín} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarihni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos ara cada período de programación (h), estando calculado el coste como:

$$Coste_{hr} = PS_{bandahr} \times 1000$$

Donde, r = índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

Se asigna el requerimiento establecido según la prioridad definida por la lista ordenada. En cada asignación del bloque de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada bloque de oferta se cumplirá:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} [RNS_{subir_{nmh}} + \sum RNS_{subir_{nmh}}, (RNS_{bajarih_{nmh}} + \sum RNS_{bajarih_{nmh}}) * RSB_h] - R_{subir_{nmh}}$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo} [(RNS_{subir_{nmh}} + \sum RNS_{subir_{nmh}}) / RSB_h, RNS_{bajarih_{nmh}} + \sum RNS_{bajarih_{nmh}}] - R_{bajar_{nmh}}$$

Donde:

n = Índice del bloque de oferta según la lista ordenada por costes.

m = Índice de los bloques de oferta de orden inferior a n, de la misma zona de regulación a la que pertenece la unidad de programación en la que se incluye el bloque de orden n.

$R_{subir_{nh}}$ = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$R_{bajar_{nh}}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

En caso de que el bloque de oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación del mismo suponga el incumplimiento de la relación subir/ bajar establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_n}$ y $\sum R_{bajar_n}$ asignada de se encuentra en el intervalo $\pm 10\%$ en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1,1 \times RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 \times RSSUB_h$$

$$1,1 \times RSBAJ_h > \sum R_{bajar_{nh}} > 0,9 \times RSBAJ_h$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria para cada zona de regulación, corresponderá a la suma de todas las asignaciones realizadas a unidades de programación de generación pertenecientes a dicha zona.

Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{ZR} = \sum R_{\text{subir}_t} / \text{RSSUB} \times 100$$

donde:

ZR = Código de la zona de regulación.

t = Índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

3. Validación de ofertas de regulación secundaria

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas, hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo, visible en la última columna en la pantalla de asignaciones.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

Durante el proceso de lectura de las ofertas.

En el preproceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación. En el propio proceso de asignación.

Al finalizar el proceso de asignación.

A continuación se describen las comprobaciones aplicadas, así como los códigos de rechazo asociados a cada una de ellas.

3.1 Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas. En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación de generación, compuesta de un número no limitado de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios periodos de programación.

Se contemplan las siguientes restricciones a las ofertas, cuya violación lleva consigo el rechazo del bloque de oferta afectado:

El precio de oferta de cada bloque no deberá superar el precio máximo de banda de regulación secundaria establecido y publicado en su caso.

La suma de la banda a subir y a bajar de cada bloque deberá estar comprendida entre las bandas máxima y mínima comunicadas por el OS junto a los requerimientos de reserva.

La unidad de programación de generación para la que se presente una oferta de reserva de regulación secundaria deberá estar integrada en una única zona de regulación, debiendo ser presentada la oferta por el responsable de dicha zona de regulación.

Los periodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.

No se aceptarán ofertas de unidades de programación de generación no habilitadas para regular.

3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas. Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de generación, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por seguridad.

Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por indisponibilidad (comunicada por el sujeto responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto).

Cuando un bloque de oferta incumpla alguna de estas comprobaciones, el bloque será rechazado de forma completa, independientemente de si es divisible o indivisible.

Los bloques correspondientes a las ofertas de reserva de regulación secundaria pueden tener asociado un redespacho de energía, siendo tenido en cuenta el valor de este redespacho al realizar el proceso de validación. El redespacho va asociado al bloque y se trata de forma independiente para cada uno de ellos.

3.3 Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación. Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación.

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

Oferta no asignada en su totalidad por no poderse compensar con ofertas de su misma zona de regulación para mantener la relación subir/bajar establecida.

Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.

Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de una zona de regulación al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Sí con éstas se supera el máximo del 10% sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10% respecto al requerimiento publicado.

3.4 Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación. Una vez finalizado el proceso de asignación, se realizan las siguientes comprobaciones de redondeo y asignación que pueden alterar ligeramente el resultado de la asignación derivado de la aplicación directa del algoritmo:

Asignación indivisible: A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.

Rechazo por asignación mínima: A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.

Redondeo de asignación: Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo. Así, por ejemplo, 22,4 se redondearía a 22 y 22,5 ó 22,6 a 23. En ningún caso el valor resultante del redondeo puede ser superior a la oferta inicial.

ANEXO III

Reglamento de la regulación secundaria

1. Introducción

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, desde el punto de vista de la seguridad y la fiabilidad de la operación, exige una adecuada coordinación de su regulación frecuencia-potencia.

La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control frecuencia-potencia.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea continental y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por ENTSOE, organismo encargado de la coordinación de los TSOs europeos.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria

utilizada. Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el estado de carga de los grupos conectados a él de forma que:

El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado.

El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona interconectada de Europa Continental.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

El sistema de regulación secundaria en España es un sistema jerárquico donde existe un regulador maestro que envía sus señales de control a sistemas que, a su vez, controlan las unidades de producción conectadas a cada uno de ellos. El sistema de Regulación Compartida Peninsular, coordinado y controlado por el OS, juega el papel de regulador maestro. Cada regulador conectado a él, en adelante AGC (Sistema de Control Automático de Generación), coordina y controla el conjunto de unidades de producción que constituyen una zona de regulación. Para desempeñar esta función, el OS dispondrá de los medios e información adecuados para evaluar el requerimiento total de regulación del sistema y transmitir a los reguladores de zona, los valores de potencia que deben aportar.

El OS establece para cada período de programación la reserva de regulación secundaria requerida por el sistema tanto a subir como a bajar. Dicho requerimiento de reserva es provisto mediante la asignación de ofertas en el correspondiente mercado de banda de regulación secundaria. El reparto nominal del requerimiento total del sistema será igual al obtenido en el proceso de asignación de ofertas del correspondiente mercado de banda de regulación secundaria para el período de programación considerado.

En situaciones en las que, por motivos de seguridad, la asignación de reserva de regulación secundaria no pueda realizarse con criterios económicos, se aplicarán los mecanismos de emergencia reglamentariamente establecidos.

La instalación y mantenimiento de los equipos reguladores de zona y de los canales de comunicación con el «Regulador Maestro» serán responsabilidad de la empresa responsable de cada zona de regulación, hasta su frontera con el OS.

El sistema de regulación maestro RCP contará con un sistema principal en el CECOEL del OS y de un sistema de respaldo en el CECORE, localizado en Tres Cantos (Madrid) que asumirá la función de «Regulador Maestro» en caso de indisponibilidad del principal.

2. Asignación de banda de regulación secundaria

2.1 Concepto y necesidades. La reserva de regulación secundaria disponible en el sistema a subir/ bajar es el valor máximo de incremento/ reducción de potencia en que es posible modificar de forma automática la generación del sistema bajo control del sistema de regulación secundaria, de acuerdo con los requisitos de velocidad establecidos en el siguiente apartado.

En cada instante, la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema será la suma de las reservas de cada una de las zonas que verifique un correcto seguimiento de las solicitudes del sistema de regulación.

2.1.1 Modelo de respuesta de zona de regulación. La velocidad de respuesta requerida para el conjunto regulador-unidades de producción que participan en la regulación se establece de manera uniforme para todas las zonas que participan en la regulación.

Los reguladores de zona deben ser del tipo integral o proporcional - integral, fijándose la constante de tiempo de seguimiento de respuesta en 100 segundos. Es decir, se establece como modelo de comportamiento en la regulación el seguimiento de las solicitudes emitidas por cada regulador de zona con una respuesta equivalente a la de un sistema lineal con constante de tiempo de 100 segundos.

El sistema de regulación comparará la respuesta en tiempo real de cada zona de regulación con el modelo anterior para establecer si su respuesta es adecuada o no y determinar en consecuencia su estado de regulación.

2.2 Reserva requerida de regulación. En función de la situación prevista en cada período de programación, el OS establecerá la reserva de potencia positiva RNTS (subir) y negativa

RNTB (bajar) necesarias en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, según lo fijado en los procedimientos de operación por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

2.3 Asignación de reservas. Como parte del proceso de la Programación Diaria, se establecerán por períodos de programación las asignaciones de las reservas de regulación secundaria, tanto para el conjunto del sistema peninsular español como para cada unidad de programación de generación, en función de las ofertas de las unidades habilitadas para la prestación de este servicio que el OS reciba de los responsables de las zonas de regulación en las que están integradas cada una de estas unidades de programación de generación.

Una vez asignadas estas ofertas, se determinarán las reservas asignadas a cada zona de regulación.

Sí las circunstancias de la operación en tiempo real hacen necesarias nuevas asignaciones de reserva de regulación secundaria, el OS asignará más reserva de regulación secundaria entre las unidades de programación de generación habilitadas para la prestación del servicio, según los procedimientos reglamentarios establecidos.

2.4 Reparto de reservas entre zonas de regulación. La obligación de reserva de regulación secundaria de cada zona en cada período de programación será la suma aritmética de los valores asignados individualmente, en el mercado de banda de regulación secundaria, a las distintas unidades de programación de generación integradas en dicha zona de regulación.

En cada período de programación, el sistema de Regulación Compartida Peninsular dispondrá de los siguientes valores para cada una de las zonas de regulación:

RAS_i: Reserva asignada a subir a la zona i.

RAB_i: Reserva asignada a bajar a la zona i.

KA_i: Coeficiente de participación nominal de la zona i en la regulación del sistema peninsular español.

3. Funcionamiento del regulador maestro (RCP)

3.1 Evaluación del requerimiento de regulación del sistema. El sistema de RCP, en cada ciclo, evalúa el error de control de área del sistema eléctrico:

$$ACE = FNIDR - B\Delta f$$

donde:

FNIDR: Valor filtrado del desvío en las interconexiones del sistema respecto a su valor programado.

B (MW/Hz): Constante de «bias» del sistema español asignada por ENTSOE.

Δf : Desvío de frecuencia respecto a su valor de consigna.

En función del valor de ACE calculado y del estado de cada zona de regulación, se calcula el requerimiento de regulación PRR a repartir.

3.2 Determinación del estado de las zonas de regulación. Los posibles estados para una zona de regulación son:

ESTADO OFF: Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona. Una de las posibles causas es la indisponibilidad del AGC de la zona.

ESTADO OFF POR ORDEN DEL OS: El sistema considera, a petición del OS o como consecuencia de condicionantes de la operación o de indisponibilidad de equipos bajo la responsabilidad del OS, incapacidad para participar en la regulación por parte de la zona. Este estado será equivalente al modo OFF a efectos de la regulación, pero no será computado como tiempo en OFF a efectos de la liquidación del servicio.

ESTADO INACTIVO: Ausencia transitoria de participación en la Regulación Compartida Peninsular debido a fallos técnicos, principalmente en los canales de comunicación. En caso de mantenerse esta situación durante un cierto número de ciclos, la zona de regulación pasará a estado OFF, en caso de ser su responsabilidad la solución del problema, o a estado OFF por orden del OS, en caso de ser éste el responsable de esta anomalía.

ESTADO EMER: Falta de seguimiento adecuado de las solicitudes de la Regulación Compartida debido al agotamiento de la reserva de la zona de regulación o a una insuficiente velocidad de respuesta de la misma.

ESTADO ACTIV: Seguimiento correcto de las solicitudes de la Regulación Secundaria.

3.3 Cálculo del requerimiento de regulación a las zonas. Una vez calculado el requerimiento de regulación total del sistema y teniendo en cuenta que la señal de error del regulador de cada zona se calcula:

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - B_i \Delta f + CRR_i$$

El sistema de la RCP calculará el valor de CRR_i a enviar a cada zona de regulación de forma que se garantice que el conjunto de zonas de regulación contribuyan de forma suficiente al requerimiento total del sistema. Para ello se utilizarán como coeficientes de reparto nominales los calculados a partir de las asignaciones del correspondiente mercado de banda de regulación. Estos coeficientes nominales serán modificados en función de los estados de regulación de las zonas y de su capacidad para responder adecuadamente al requerimiento.

3.4 Asignación de márgenes suplementarios. En cada ciclo del algoritmo, el regulador maestro evaluará la reserva total disponible en el sistema y, en caso de ser insuficiente, reasignará reserva entre las zonas que acreditan disponibilidad de la misma. A partir de dicha reasignación, esta reserva será considerada del mismo modo que la reserva asignada en el correspondiente mercado de banda de regulación.

ANEXO IV

Reasignación de banda por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER)

El propietario de una zona de regulación en la que están integradas una o más unidades de programación afectadas bien por la aplicación de limitaciones por seguridad en tiempo real o bien por asignación de redespachos de reserva de regulación terciaria o de gestión de desvíos por aplicación de MER, podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de la banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido en el PVD por su zona de regulación.

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del propietario de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de producción, como de forma global para el conjunto de la correspondiente zona de regulación, la reducción de banda solicitada por el propietario de la zona de regulación, contrastándola con la banda de potencia perdida teóricamente por aplicación de limitaciones de seguridad para la solución de restricciones en tiempo real o por asignación de redespachos de energía (terciaria o desvíos) por aplicación del MER.

La banda máxima de reserva de regulación secundaria a reducir se calculará en cada período de programación como el mínimo de los dos valores anteriores para cada unidad de producción.

El mecanismo de reducción de banda sólo se aplicará cuando la limitación por seguridad o en su caso el redespacho de energía por MER cubra un período de programación completo, y la solicitud del sujeto la reciba el OS al menos 15 minutos antes del inicio del primer período de programación en el que sería aplicable.

Una vez validada por el OS la reducción de banda de regulación secundaria en las diferentes unidades de producción integradas en la correspondiente zona de regulación, se efectuarán las siguientes actuaciones:

Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizada el día D-1 (vigente para el día D), las reducciones adicionales de banda que pudiera ser

necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente período de programación del día D.

Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada período de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda, estando referidos, por tanto, estos nuevos coeficientes al nuevo valor global de reserva de regulación resultante, tras descontar al total de asignaciones del día D – 1 las desasignaciones descritas en el punto inmediato anterior.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda (reduciéndose o desapareciendo la limitación por seguridad o la asignación del redespacho de energía de asignación de terciaria o desvíos por MER que provocaba un incumplimiento de la banda de reserva de potencia asignada en D-1), y no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o parcial de la banda comprometida en el PVD a partir del momento de la aceptación de esta acción por el sujeto responsable de la zona de regulación, calculándose de nuevo los coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación, y modificándose las anotaciones de desasignación de banda que pudieran haberse efectuado previamente sobre dichos períodos.

P.O. 7.3 «REGULACIÓN TERCIARIA»

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción y de consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

3. Definiciones

3.1 Regulación terciaria. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria. A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel global del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación constituidas por instalaciones o agrupaciones que cumpliendo los criterios bajo los cuales pueden ser consideradas aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema obtengan la correspondiente habilitación del Operador del Sistema.

El operador del sistema otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación cuya instalación física o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio. Para obtener la habilitación para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que deseen constituirse o integrarse en dicha unidad de programación deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del RAIPEE.
- b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema de acuerdo con los criterios establecidos mediante la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
- c) Solicitud remitida al OS para la participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.
- d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.
- e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.
- f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.
- g) Resultado satisfactorio de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas para la participación en regulación terciaria y gestión de desvíos se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Sí no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria

El OS establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación 1.5 por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria

Los sujetos del Mercado deberán poner a disposición del OS la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas

para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto del mercado al OS, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el OS detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes períodos. La limitación abarcará, como mínimo, un período de programación siendo anulada la oferta en los períodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado asociados a las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

- Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el Mercado Intradiario (MI) o en el mercado de gestión de desvíos.
- Indisponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará 60 minutos antes del inicio de cada período de programación, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a los sujetos, a través del sistema de información del OS, una prolongación de este período de actualización de ofertas, prolongación que en cualquier caso deberá contemplar un margen de, al menos, 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente.

8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

- El OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
- En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
- Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.
- La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto período de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

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

10. Liquidación del servicio

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio. Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva

a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el período de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

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

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria. La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

11. Control del cumplimiento del servicio asignado

El OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. Mecanismo excepcional de asignación

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos períodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo período de programación.

1. Validación de los bloques de oferta

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso, y que abarquen todos los períodos de programación del día siguiente.

Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Sí uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

- No violación de límites por seguridad.
- No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado asociado a de dicha unidad de programación).
- No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).
- No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.
- Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación

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

El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.

El proceso de asignación abarca un determinado período de programación.

Admite asignaciones de duración inferior a un período de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el operador, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el operador no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.

Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada período de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.

No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo

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

Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).

Ordenación de la escalera por precio de oferta:

El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar dando prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al aumento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, y después por orden de llegada de los ficheros de oferta.

Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.

El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.

Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en

dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir ó a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

P.O. 9 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

1. Objeto

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema (OS) con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla. Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a los datos estructurales de las instalaciones del sistema eléctrico, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información intercambiada para la adecuada operación del sistema, la información necesaria para la elaboración de las estadísticas relativas a la operación del sistema, la requerida para el análisis de los incidentes del sistema eléctrico, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las entregas y tomas de energía asociadas a las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

Se establece en este Procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el OS y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

2. Ámbito de aplicación

Dentro del ámbito del Sistema Eléctrico Peninsular:

Operador del Sistema (OS).
Operador del Mercado (OM).
Gestores de las redes de distribución.

Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

Sujetos del Mercado y resto de sujetos del sistema definidos en la regulación del sector eléctrico.

3. Procesos de gestión de información en los que interviene el operador del sistema

Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se pueden agrupar de la siguiente forma:

- a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.
- b) SIOS: Sistema de Información de la Operación del Sistema.
- c) Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.
- d) Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real (STR).
- e) Otras informaciones que deban enviar los sujetos del sistema.
- f) Estadísticas e Información Pública relativa a la Operación del Sistema.
- g) Análisis e información de incidentes en el sistema eléctrico.
- h) Liquidación bajo responsabilidad del OS.

En lo que se refiere a los epígrafes a, b, c, d, e y f, los sujetos del Sistema deberán facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con lo establecido en el presente

Procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS sin dilación, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada.

En el caso de los requerimientos de información correspondientes a los epígrafes b, c, d, e y f, los sujetos del sistema serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los sujetos garantizarán que:

- a) La información suministrada es la correcta.
- b) La información está disponible para el OS con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
- c) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.
- d) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el OS.

4. Datos estructurales del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y de la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control y protección, que el OS precisa para ejercer sus funciones, facilitando los análisis de seguridad y los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1 Responsabilidades: El OS es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales del sistema eléctrico. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los sujetos titulares o representantes de unidades de programación para la venta de energía en el mercado de producción, los consumidores conectados a la red de transporte, el transportista único, los distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte), y los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la Base de Datos: La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en el sistema eléctrico gestionado por el OS.

Igualmente incluirá los registros de los elementos en proyecto y construcción y de los elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros tendrán carácter confidencial, y se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones del sistema eléctrico.

El contenido de la BDE responderá a la siguiente estructura:

- Sistema de Producción.
 - Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica).
 - Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a la red.
 - Información básica necesaria para la programación de la operación y la participación en los servicios de ajuste del sistema.
- Red de Transporte.
 - Subestaciones.
 - Parques.
 - Líneas y cables.
 - Transformadores.
 - Elementos de control de potencia activa o reactiva.
- Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.
- Red Observable.
 - Subestaciones.

- Parques.
- Líneas y cables.
- Transformadores.
- Elementos de control de potencia reactiva.

La estructura y relación de datos que deben suministrar al OS los diferentes sujetos del sistema se recogen en el documento «*Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema*», incluido en el Anexo I.

4.3 Proceso de carga: El OS definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de datos con los formatos necesarios.

El OS pondrá a disposición del sujeto propietario o representante del elemento al que se refiere toda la información de que disponga acerca de cada elemento.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información disponible y cumplimentarán las fichas relativas a sus instalaciones con la mejor información disponible.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al OS el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información: La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

- Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.
- Por alta o baja de algún elemento.
- Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el sujeto propietario del elemento correspondiente o el sujeto que actúe en su representación deberá comunicar al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El OS pondrá a disposición de cada sujeto los datos actualizados de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes represente recogidos en la base de datos con objeto de que los sujetos puedan comprobar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información: La información contenida en la BDE tendrá carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que podrá disponer de toda la información.

La Administración competente en materia de energía, que podrá disponer de toda la información.

Los gestores de las redes de distribución, que podrán disponer de los datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión

Aquellos terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida, y contando siempre con la autorización de los titulares de la información generada y la firma de un acuerdo de confidencialidad y limitación de uso entre el receptor de la información y el OS. No obstante, cuando la información consista en los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones o equipamiento y configuración de los sistemas de protección, siempre que no se trate de los códigos de programa fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones, ni de los informes de validación de la idoneidad de cualquier modelo de estudio o de simulación, será suficiente con la firma de un acuerdo de confidencialidad y limitación de uso, entre el receptor de la información y el OS.

Todos los sujetos del sistema, que podrán disponer de los datos relativos a las instalaciones en servicio de la red de transporte.

5. Sistemas de información del operador del sistema

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, a partir de la comunicación de los contratos bilaterales establecidos con anterioridad al mercado diario, la casación de las ofertas presentadas al mercado en el horizonte diario e intradiario, contratos bilaterales con entrega

física comunicados al OS con posterioridad al mercado diario y programas en las interconexiones internacionales, incluyendo, los procesos asociados a la asignación de capacidad en dichas interconexiones, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios de ajuste del sistema, serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

El Sistema de Información e-sios realizará los procesos de subasta, cálculo, registro y archivo de datos intermedios y resultados de los procesos antes indicados.

El Sistema de Información e-sica llevará a cabo las subastas explícitas para la asignación de capacidad en aquellas interconexiones internacionales en las cuales este proceso sea de aplicación.

El Sistema de Información SIOSbi realizará el archivo, gestión y publicación de la información histórica asociada a los procesos anteriores.

La información gestionada y almacenada por el SIOS será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

El SIOS constituye el único medio del OS para la realización de los intercambios de información con los sujetos del mercado (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

En la ejecución de los procesos e intercambios de información indicados en el párrafo anterior, sobre los datos gestionados y almacenados por el SIOS, el OS deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada sujeto del mercado (SM).
- b) Acuse de recibo a cada sujeto de mercado de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del SIOS son sistemas redundantes. Además, el e-sios dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas.

Con una periodicidad a establecer por el OS, los procesos realizados por el e-sios se ejecutarán en el centro de respaldo, siendo responsabilidad de los sujetos del mercado (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico el disponer de los medios de comunicación con este centro de respaldo utilizando los modos de acceso definidos por el OS.

5.1 Bases de datos de los sistemas de información del Operador del Sistema: El OS mantendrá en sus bases de datos toda la información necesaria para la correcta gestión de la programación de la operación, los servicios de ajuste del sistema y la gestión de los intercambios internacionales que están bajo su responsabilidad.

Las bases de datos del SIOS cumplirán los siguientes requisitos:

- a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
- b) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- c) Integridad referencial de los datos grabados.
- d) Gestión histórica asociada a toda la información.

5.2 Accesos al SIOS: El acceso al SIOS por parte de los sujetos del mercado, del OM, de otros sujetos del sistema eléctrico o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.8.

5.3 Medios de intercambio de información: La comunicación entre el OS, el OM y los Sujetos del Mercado y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en el apartado 5, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que éstos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El OS publicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquéllos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

5.4 Comunicaciones: Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá de diversos medios alternativos de uso común para acceder tanto al sistema principal como al de respaldo y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.5 Servicios de acceso: Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: Privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los sujetos del mercado, el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

5.5.1 Seguridad del servicio de acceso privado: En la actualidad, el sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior, se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los depositarios del certificado serán los responsables de la gestión de esta contraseña, pudiendo modificarla cuando lo crean conveniente. Los SM y otros sujetos y entidades de mercado de producción podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que éste proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del SM ó entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

5.6 Gestión de la información: El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

- Información comunicada por el OS.
- Información comunicada al OS.

La información intercambiada por el OS podrá tener distinto carácter:

- Público.

- Confidencial en los términos que se establecen en los apartados 5.8 y 5.10.

5.7 Intercambios de información: Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIOS. Utilizando estos documentos electrónicos los SM, OM y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción remitirán al SIOS la información correspondiente, por los medios que se establezcan, y en los horarios especificados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Los documentos electrónicos intercambiados con los Sujetos del Mercado y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes:

- Volumen 1. Mercados de Producción.
- Volumen 2. Liquidaciones.
- Volumen 3. Control de Tensión.

Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web pública www.esios.ree.es del Sistema de Información del OS.

Los documentos electrónicos intercambiados con los participantes en los procesos de asignación de capacidad en las interconexiones mediante subastas explícitas serán publicados en el sistema e-sica: www.esica.eu.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» que será publicado conjuntamente por el OS y el OM por los medios que cada operador establezca.

5.8 Criterios de publicidad de la información: Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el Mercado de Producción Eléctrica son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y lo dispuesto en la regulación europea en relación con la transparencia de la información sobre el mercado de producción de energía eléctrica. Estos criterios son los siguientes:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrico, al ser éstos objeto de su responsabilidad, con respeto a los plazos que se determinan.

- El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de volúmenes y precios, así como los datos relativos a las capacidades comerciales, intercambios intracomunitarios e internacionales por interconexión y, en su caso, por sistema eléctrico, así como las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes.

- El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5.9 Información pública: Información que el OS hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información, que depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública, será publicada en la web pública del Sistema de Información del OS (www.esios.ree.es).

5.9.1 En tiempo real: La información que el OS publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

- La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas y la demanda real registrada para cada hora.

- La previsión de la producción eólica y solar térmica y solar fotovoltaica del sistema peninsular español con horizonte temporal comprendido entre la hora siguiente a dicha publicación y el período horario final del día siguiente.
 - Indisponibilidades de unidades de generación o consumo de bombeo:
 - Indisponibilidades programadas de 100 MW o más, incluidas las variaciones de 100 MW o más en la indisponibilidad programada de dichas unidades.
 - Indisponibilidades no programadas de 100 MW o más.
 - Indisponibilidades totales programadas desagregadas conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.
 - Indisponibilidades totales no programadas desagregadas conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.
 - Indisponibilidades de unidades de consumo:
 - Indisponibilidades programadas de 100 MW o más, incluidas las variaciones de 100 MW o más en la indisponibilidad programada de dichas unidades.
 - Indisponibilidades no programadas de unidades con una potencia nominal en el punto de suministro de 100 MW o más.
 - Fechas de inicio y fin para indisponibilidades que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW.
 - Las fechas de inicio y fin para planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW.
 - La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.
 - La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, actualizada en tiempo real.
 - Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad de la interconexión entre España y Francia.
 - Los programas brutos y agregados de intercambios internacionales actualizados en tiempo real.
 - Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales.
 - Los flujos físicos medidos para cada hora en las interconexiones Francia-España, Portugal-España y España-Marruecos.
 - El resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en tiempo real y la comunicación de otras anotaciones (indisponibilidades y desvíos) realizadas durante la operación en tiempo real.
 - El resultado agregado, curvas de ofertas, y precio marginal de los mercados de los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y de gestión de desvíos.
 - Programas horarios de intercambios transfronterizos de energías de balance en cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español.
 - Ofertas de energías de balance a subir y a bajar enviadas a la plataforma común de servicios transfronterizos de balance.
 - Ofertas de energías de balance activadas por el operador del sistema eléctrico español en cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español.
 - Ofertas de energías de balance presentadas por el operador de sistema, activadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos interconectados (información por interconexión).
 - Los Programas Horarios Operativos (P48) desagregados que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme en tiempo real.
 - El precio de los desvíos respecto a programa, así como el volumen de los desvíos generación-demanda.
 - Valores horarios de generación agregados en función de las categorías indicadas en el apartado 5.9.3.

5.9.2 Diariamente.

Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

- La información sobre el día siguiente, y la semana móvil siguiente, correspondiente a:
 - Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario.
 - Previsión de la demanda del sistema peninsular español con una antelación no inferior a dos horas respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario.
 - La previsión de la producción eólica, solar térmica y solar fotovoltaica del sistema peninsular español con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.
- Después el correspondiente mercado o proceso de gestión técnica:
 - Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.
 - Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.
 - Resultados agregados de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y tras cada una de las sesiones de mercado intradiario.
 - Resultado agregado, curvas de ofertas y precio marginal de la asignación de reserva de potencia de regulación secundaria.
 - Resultado agregado, curvas de ofertas y precio marginal de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.
 - Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.
 - Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Horarios Finales (PHF), desagregados para cada uno de los tipos de producción indicados en el apartado 5.9.3.

El día D+1 la información correspondiente al día D:

- Resultado agregado y precio marginal de la energía de regulación secundaria utilizada.

5.9.3 A los tres días.

• Una vez transcurridos tres días se publicará la información horaria correspondiente al resultado de la programación de los mercados de servicios de ajuste del sistema del día D, agregada en función de las siguientes categorías:

- Hidráulica.
- Eólica.
- Solar fotovoltaica.
- Solar térmica.
- Otras renovables (biomasa, biogás,...).
- Nuclear.
- Turbinación Bombeo.
- Ciclo Combinado.
- Carbón.
- Fuel-Gas.
- Cogeneración.
- Residuos.
- Consumos de Bombeo.
- Enlace Península-Baleares.
- Saldos de energía en las interconexiones.
- Ajuste de programas.

- Adquisiciones de comercializadores de referencia correspondientes al suministro nacional.
- Adquisiciones de otros comercializadores destinadas al consumo nacional.
- Adquisiciones de consumidores directos en mercado.
- Consumos de servicios auxiliares de las unidades de producción.

Asimismo el OS publicará los valores horarios de las entregas de energía de cada una de las unidades de generación de potencia neta igual o superior a 100 MW.

5.9.4 Semanalmente.

- El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

- Antes de las 18:00 horas CET de cada jueves se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para cada período de programación de las dos semanas eléctricas inmediatas siguientes (de sábado a viernes), con comienzo a las 00:00 horas CET del sábado siguiente, agregado por estado fronterizo y para cada sentido de flujo de potencia.

- Asimismo antes de las 18:00 horas CET de cada jueves, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para el siguiente año móvil, con resolución horaria, agregado por estado fronterizo y diferenciando cada sentido de flujo.

- Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del mercado diario, el OS publicará en su página web los valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.

5.9.5 Mensualmente.

- Con periodicidad mensual se publicarán las previsiones de demanda referidas a meses completos, en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión. Asimismo se publicarán previsiones de demanda para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal, a más tardar una semana antes del mes de entrega.

- Con carácter mensual, dentro de los primeros 10 días de cada mes, se publicarán los planes de mantenimiento de las unidades de producción de potencia neta igual o superior a 200 MW previstos en horizonte de año móvil.

- El OS publicará las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas mensuales de capacidad de la interconexión entre España y Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad.

- El OS publicará los costes derivados en un mes dado de las acciones coordinadas de balance que haya sido necesario aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

- El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de las instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

- Asimismo, mensualmente se publicarán las cuotas mensuales por sujeto obtenidas como resultado de los mercados o procesos de operación del sistema.

- El primer día del mes M+2 se publicarán las cuotas por sujeto en el mes M sobre los siguientes mercados o procesos de operación del sistema:

- Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento (PBF).
- Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.
- Solución de restricciones técnicas en tiempo real.
- Gestión de los desvíos entre generación y consumo.
- Reserva de regulación secundaria.
- Energía de regulación secundaria utilizada.
- Energía de regulación terciaria.
- Reserva de potencia adicional a subir.
- Recursos adicionales asignados de potencia reactiva.

– Energía reactiva.

5.9.6 Trimestralmente:

- El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW, agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

5.9.7 A los tres meses:

- Antes de transcurridos 3 meses se publicará la información relativa a:

- Los costes de los servicios del sistema asociados a la contratación de reservas y a la activación de energías de balance, y
- El excedente neto, tras liquidar las cuentas de compensación con las partes responsables del balance.

En caso de que la liquidación sea provisional, las cifras se actualizarán tras la liquidación final.

- Una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera, se publicará la información confidencial recogida en el apartado 5.10.2 que es comunicada a cada sujeto del mercado (SM), incluyendo las ofertas presentadas por los SM a los mercados de servicios de ajuste del sistema.

5.9.8 Anualmente. Se publicará la siguiente información:

- Previsiones de demanda para cada una de las semanas del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo, en los primeros quince días del mes anterior al inicio del año siguiente y con una semana de antelación a las asignaciones de capacidad anuales.

- El OS también publicará en los primeros quince días del mes anterior al inicio del año siguiente el margen de las previsiones para el año siguiente.

- Se publicará anualmente, a más tardar una semana antes de finalizar el año, la suma de la capacidad de generación instalada (MW) para todas las unidades de producción existentes de capacidad de generación instalada igual o superior a 1 MW, por tipo de producción.

- Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas anuales de capacidad de la interconexión entre España y Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad.

- La potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW, agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

5.10 Información confidencial.

La información confidencial es aquélla que se comunica a los sujetos del sistema de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos, hasta una vez transcurridos tres meses desde el momento de su comunicación de forma confidencial, de acuerdo con lo establecido en el apartado 5.9.7.

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF) serán puestos por el OS a disposición de los sujetos del mercado antes de transcurridos tres días hábiles desde el día D de operación. Los criterios de comunicación que deben ser adoptados en función de los sujetos o de su participación en los mercados de servicios de ajuste del sistema son los que se muestran a continuación:

5.10.1 Al Operador del Mercado (OM).

Se le comunicará toda la información necesaria para la adecuada gestión del mercado diario e intradiario y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.10.2 A los sujetos del mercado.

Se les comunicará la información detallada correspondiente a las unidades de su propiedad, o a las que representen, en relación a los siguientes procesos de programación

de la operación del sistema, a los servicios de ajuste del sistema y a los programas de intercambios internacionales, procesos todos ellos establecidos en los Procedimientos de Operación:

- Solución de restricciones técnicas (limitaciones y redespachos).
- Gestión de los desvíos entre generación y consumo.
- Servicio complementario de regulación secundaria.
- Servicio complementario de regulación terciaria.
- Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.
- Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.
- Otras anotaciones realizadas durante la operación en tiempo real (indisponibilidades de unidades de producción y de consumo, comunicadas por los SM, incluyendo las de instalaciones de bombeo de potencia neta inferior a 100 MW, desvíos comunicados, etc.).

A los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean sin embargo los responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad en los mercados de servicios de ajuste del sistema se les comunicará la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

A los propietarios de unidades afectas a contratos bilaterales físicos internacionales que no sean sin embargo los responsables de la comunicación de ofertas para las subastas de capacidad de intercambio de aquellas interconexiones en las que no existe aún un mecanismo coordinado de asignación de capacidad, se les comunicará únicamente la información del resultado del proceso de solución de congestiones en dichas interconexiones.

A los participantes en las subastas explícitas de capacidad de intercambio se les comunicará la información detallada correspondiente al resultado de sus pujas.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado titulares de unidades de producción conectadas a la red de transporte la situación prevista de la red de transporte, que incluirá las indisponibilidades programadas y fortuitas.

5.10.3 A otros sujetos o entidades participantes en el proceso de programación de la operación.

5.10.3.1 Entidad agregadora de la Subasta de Emisiones Primarias de Energía (EASEP): El OS comunicará a la EASEP la información actualizada correspondiente a Sujetos del Mercado en el mercado de producción y Unidades de Programación Genéricas necesarias para la participación en la Subasta de Emisiones Primarias, cuando el ejercicio de las opciones de compra sea por entrega física.

Mensualmente, la 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 y el valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

Diariamente, el OS recibirá de la EASEP la nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.10.3.2 A los gestores de las redes de distribución.

Se les comunicará la información de las instalaciones de generación de potencia neta registrada superior a 50 MW y de las instalaciones de red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

Se les facilitará también la información correspondiente a las unidades físicas que integren en el mercado de producción la generación de instalaciones de producción de potencia neta registrada inferior o igual a 50 MW, así como las indisponibilidades asociadas, en caso de que corresponda.

El OS, en caso de considerar necesaria la inclusión de información que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, presentará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y someterá a la aprobación de la Dirección General de Política Energética y Minas, su propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional.

El OS, con carácter mensual, facilitará a los gestores de la red de distribución la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones inscritas en dichos centros.

5.11 Intercambio de datos de medidas.

Información que se intercambia entre el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas y el SIOS del OS.

5.12 Gestión de Información Estructural del SIOS.

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener la información relativa a los Sujetos del Mercado (SM), Unidades de Programación (UP), Unidades de Oferta (UO) y Físicas (UF), Contratos Bilaterales, así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

Información sobre Sujetos del Mercado: datos de los sujetos del mercado y en su caso, de sujetos que actúan en representación de otros.

Información sobre Unidades de Programación y su relación con las Unidades de oferta utilizadas en los mercados diario e intradiario (incluidas las Unidades de Programación Genéricas).

Información sobre unidades de programación y su desagregación en unidades físicas y unidades físicas equivalentes.

Información de carácter diverso: Tipos de mercado, tipos de unidad, tarjetas de seguridad.

Diversos tipos de parámetros que afectan al sistema.

Información sobre las distintas sesiones que componen y definen los diferentes mercados gestionados por el OS.

5.13 Visualización de la información estructural: Mediante la página Web de Sujetos de Mercado del e-sios: <https://sujetos.esios.ree.es>, los SM podrán acceder a la información estructural confidencial correspondiente a:

Unidades de Programación (incluidas Unidades de Programación Genéricas) de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades físicas de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Contratos bilaterales en los que participen Unidades de Programación de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión.

Asimismo, mediante la página Web pública del e-sios: <http://www.esios.ree.es>, estará accesible la información estructural no confidencial de los SM, correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y Sujetos del Mercado del sistema eléctrico español.

5.14 Solicitud de modificación de información estructural del SIOS:

La modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la página Web de Sujetos del Mercado del e-sios: <https://sujetos.esios.ree.es>, debidamente cumplimentado por el SM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el SM, el OS comunicará al SM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6. Concentrador principal de medidas eléctricas

El Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es el sistema con el que el OS gestiona la información de medidas del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

La base de datos del Concentrador Principal recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y contendrá al menos lo siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

- Puntos de Medida.
- Puntos frontera.
- Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
- Contadores.
- Registradores.
- Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

- Medidas horarias en los puntos de medida.
- Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.
- Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.

c) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras o agregaciones, según corresponda, de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya.

d) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras o agregaciones, según corresponda de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

- Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.
- Pérdidas de la red de transporte.
- Acumulados entre actividades.
- Perfiles de consumo.

6.2 Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas.

El OS gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a la normativa vigente.

6.3 Información de libre acceso.

El OS publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador Principal.

Dicha información está disponible en la dirección de Internet del OS (<http://www.ree.es>).

6.4 Información para los participantes del sistema de medidas.

La información contenida en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es de carácter confidencial, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar, entre otras, la información siguiente residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas que le corresponda,

de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o aquel que lo sustituya:

Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura.

Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.

Inventario de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Inventario de CUPS tipos 1 y 2 y de agregaciones para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

Medidas horarias para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

En la dirección de Internet del OS se indican los requisitos y procedimiento a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el Procedimiento de Operación P.O. 10.4 y usuarios del Concentrador Principal. El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en última versión del documento «Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas». La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en la sección de documentación de medidas eléctricas de su página web.

6.5 Gestión de la información.

El Concentrador Principal recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.6 Alta de puntos frontera, agregaciones y resto de datos estructurales.

El alta, baja y/o modificación de fronteras y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo a los documentos y guías de desarrollo publicadas en la sección de documentación de medidas eléctricas de la página web del OS.

6.7 Recepción de medidas del Concentrador Principal.

El envío de datos de medidas al concentrador principal se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.8 Otras consideraciones sobre la información de medidas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el Concentrador Principal durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del 1 de enero del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7. Sistema de Tiempo Real (STR)

El OS deberá recibir en su Sistema de Tiempo Real de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte, la red observable –según se define ésta última en el procedimiento de operación P.O. 8.1 por el que se definen las redes operadas y observadas por el OS– y de las instalaciones de producción con obligación de envío de telemidas en tiempo real o de adscripción a un centro de control de generación que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, el OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real (BDTR).

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción, deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces ordenador-ordenador entre el OS y un centro de control de generación. Para la realización de esta función estos centros de control de generación podrán ser propios o de terceros que representen al titular de la instalación, conforme a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico. La información en tiempo real que se debe facilitar al OS se especifica en el documento «*Información a enviar al OS en tiempo real*», incluido en el Anexo II del presente Procedimiento.

Cada instalación debe estar asociada a un único centro de control. En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

En el caso de instalaciones de producción sin obligación de adscripción a un centro de control, estas telemedidas en tiempo real podrán ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora, si así lo acordaran con ésta.

7.1 Contenido y estructura de la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real (BDTR): En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información que a continuación se indica y con las especificaciones técnicas que asimismo se reflejan. Esta información se complementará con la información estructural necesaria para la correcta identificación de las instalaciones. La solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real se enviará al OS al menos 15 días antes de la fecha en la cual se haga efectiva.

7.2 Requerimientos Técnicos: El intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema se realizará mediante el protocolo estándar de comunicaciones denominado ICCP-TASE2, por medio de los bloques de intercambio de información definidos como 1 y 2.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS, establecerá con cada uno de los Centros de Control del OS (Principal y Respaldo) dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de esta información. Las características técnicas de estas 4 líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. El operador del sistema facilitará previamente al establecimiento del enlace información técnica adicional desarrollando lo indicado anteriormente.

Un centro de control no podrá compartir ni su sistema de control ni las comunicaciones con el OS ni el personal que constituya el turno cerrado de operación con otro centro de control. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los 12 segundos.

El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los sujetos del mercado aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.3 Información necesaria: Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte.
- Red Observable.
- Instalaciones de Generación.
- Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.3.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas: En este procedimiento se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Síncronos y Condensadores.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran incluso los de grupos y los de consumo.
- b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas: Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.ej. indicación de tomas de transformadores).

7.3.2 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa de generación recibidas en tiempo real: La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemidas en tiempo real establecidos.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará mensualmente determinando su error con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el reglamento unificado del puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria.

Se define para una instalación/agrupación:

Telemida horaria integrada para la hora h (THI_h): Es la integral horaria de las telemidas de potencia activa recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h, y representa, por tanto, la energía producida por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

Energía horaria registrada para la hora h (EHR_h): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la diferencia entre la «energía exportada» AS y la «energía importada» AE.

Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes m.

Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemidas del mes m para un determinada instalación/agrupación es válida sólo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{\forall i \in I} EHR_i - \sum_{\forall i \in I} THI_i}{\sum_{\forall i \in I} EHR_i} * 100 \right| \leq 10$$

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

Para cada periodo de liquidación contemplado en los procedimientos de medidas, el OS pondrá en conocimiento de los centros de control los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación de las mismas. Asimismo informará a la CNMC para los efectos oportunos si durante 3 meses continuados se producen estos incumplimientos.

Adicionalmente el OS podrá realizar las verificaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas se corresponden con el perfil de las producciones realmente realizadas. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar al operador del sistema

El OS será responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación del sistema descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, del transportista único y de los gestores de las redes de distribución facilitar al OS la información que éste le requiera y que se derive de la operación de las instalaciones de su propiedad o bajo el ámbito de su gestión. Será obligatorio el envío al OS, por parte de los gestores de la red de distribución y del

transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de producción de potencia neta no superior a 50 MW conectadas a sus redes.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en tres horizontes temporales: A los tres días (día D+4, siendo D el día de programación), antes del día 20 del mes M+1, y antes del día 20 del mes de enero de cada año, al objeto de mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

8.1 Datos a enviar a los tres días:

Los sujetos del sistema facilitarán al OS todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas.

- Producciones de los grupos térmicos en barras de alternador (b.a.)
- Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.).
- Potencia máxima que puede mantener cada unidad de programación hidráulica de potencia superior a 30 MW durante cuatro horas consecutivas.
- Consumos propios de generación.
- Consumos de centrales de bombeo.
- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Demanda del trasvase Tajo-Segura
- Información hidrológica:

Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

Vertidos.

- Incidentes en la Red de Transporte.

8.2 Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1:

Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

- Producción diaria bruta de grupos térmicos.
- Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.).
- Pérdidas de turbinación en centrales.
- Consumos propios de generación.
- Consumos y producción de centrales de bombeo.
- Demanda del trasvase Tajo-Segura
- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.
- Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Consumo de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Existencias de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI y PCS) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.

- Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento de operación por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

8.3 Datos anuales.

Serán enviados al OS antes del día 20 del mes de enero de cada año los datos de Capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema

El OS publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria.

La información que el OS publicará diariamente es la siguiente:

Curva de carga del sistema.

9.2 Información a los tres días:

El OS publicará el día D + 4 (siendo D el día de programación) la información del balance eléctrico de producción desglosado por tipo de producción/combustible, correspondiente al día D y el estado de las reservas hidroeléctricas.

9.3 Información semanal.

Índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior

9.4 Información mensual.

Mensualmente el OS publicará la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.

Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Tasa de Disponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de gestión de activa y reactiva de la red de transporte.

Estadísticas de incidentes.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

9.5 Información anual.

El OS publicará anualmente la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico

Tasa de Disponibilidad del equipo generador.

Tasa de Disponibilidad de la red de transporte.

Evolución anual de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

Potencia instalada en el sistema.

Energía generada por tipo de producción/combustible.

Consumo de bombeo.

Intercambios internacionales.

Demanda del sistema eléctrico.

Producible hidroeléctrico.

Reservas hidroeléctricas.

Tasas de disponibilidad del equipo generador.

Tasas de disponibilidad de la red de transporte.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

10. Análisis e información de incidencias

10.1 Incidencias: Los eventos que definen aquellas incidencias del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados son los siguientes:

a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos del sistema eléctrico (generación y/o transformación transporte-distribución) cuando ésta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de suministro.

b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:

a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.

b. Fallo, degradación, o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.

c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje electrónico o físico, terrorismo dirigido contra el sistema eléctrico o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema: En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS, y en un plazo de 2 horas, la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar de la incidencia contendrá, al menos, los aspectos a), b), c) y d) que se recogen en el Anexo III de este procedimiento y que resulten de aplicación.

El OS podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

Cuando el OS determine que el evento constituye una incidencia significativa para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación o al responsable del suministro a los consumidores finales afectados. Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS en un plazo no superior a 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Anexo III) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar los efectos de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema: Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el OS incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos del mercado antes de las 12 horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el OS considere una incidencia de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva de la misma. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición de la incidencia o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los sujetos afectados, a la CNMC y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en un plazo no superior a 60 días hábiles tras la ocurrencia de la incidencia.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidencias que convocará el OS.

10.4 Investigaciones Conjuntas

Para aquellas incidencias en que, por su importancia o naturaleza, el OS lo juzgue necesario, éste propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes sujetos involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán al informe que elabore el OS sobre la incidencia.

11. Información de las liquidaciones responsabilidad del operador del sistema

11.1 Información confidencial: La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS es aquella que se comunica a los sujetos del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública: La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los sujetos se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

ANEXO I

Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema

El objeto de este documento es determinar el contenido de la base de datos estructural del operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Notas generales y abreviaturas

- Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique algo diferente.
- De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.
- Los datos facilitados al OS deberán ser, en su caso, coherentes con los incluidos en los Registros Administrativos Ministeriales correspondientes.

Índice del Anexo I

1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

1.1 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN BASADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA).

1.1.1 EMBALSES.

1.1.2 CENTRALES Y GRUPOS HIDRÁULICOS.

1.1.2.1 DATOS GENERALES E HIDRÁULICOS DE LA INSTALACIÓN.

1.1.2.1.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.2.1.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.2.2 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA.

1.1.2.2.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.2.2.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.2.2.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.2.3 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN (EN EL CASO DE CENTRALES DE MÁS DE 10 MW O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE).

1.1.2.4 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.3 UNIDADES TÉRMICAS.

1.1.3.1 DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.

1.1.3.1.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.1.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.1.3 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.2 DATOS DE CADA GENERADOR.

1.1.3.2.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.2.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.2.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.3.3 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA.

1.1.3.3.1 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.3.2 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.3.4 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN (EN EL CASO DE CENTRALES DE MÁS DE 10 MW O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE).

1.1.3.5 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.4 SOLAR TÉRMICA.

1.1.4.1 DATOS DE LA INSTALACIÓN Y DE LOS GRUPOS.

1.1.4.1.1 GENERAL.

1.1.4.1.2 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE GENERADORES O AGRUPACIÓN DE GENERADORES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA TOTAL O CONECTADOS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.4.1.2.1 GENERAL.

1.1.4.1.2.2 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA

1.1.4.1.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS ANTERIORES.

1.1.4.1.3.1 GENERAL.

1.1.4.1.3.2 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.4.2 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA PLANTAS DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RDT.

1.1.4.3 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO.

1.1.6 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE GRUPO.

1.1.6.1 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA NO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.6.1.1 CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.7 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN.

1.1.7.1 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA NO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.7.2 CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.1.8.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 50 MW QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8.2 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8.3 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8.3.1 PROTECCIONES DE LA CENTRAL.

1.1.8.3.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.

1.1.8.3.3 TELEDISPARO ANTE CONTINGENCIAS EN LA RED.

1.2 INSTALACIONES EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y EN GENERAL TODAS AQUELLAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CUYA TECNOLOGÍA NO EMPLEE UN GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO DIRECTAMENTE A RED.

1.2.1 PLANTAS FOTOVOLTAICAS MAYORES DE 50 KW Y HASTA 1 MW DE POTENCIA.

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.

1.2.3 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.

1.2.4 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE CONEXIÓN A LA RED.

1.2.5 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.5.1 PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN.

1.2.5.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A CADA UNIDAD GENERADORA (AEROGENERADOR, INVERSOR, ETC.).

1.2.5.3 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.

1.2.6 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.2.6.1 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.

1.2.6.2 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE LA INSTALACIÓN.

1.2.6.3 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN DE CADA INSTALACIÓN.

1.2.6.4 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.

1.2.6.5 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN (EN SU CASO).

1.2.6.6 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.6.6.1 PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN.

1.2.6.6.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.

1.2.6.6.3 TELEDISPARO ANTE CONTINGENCIAS EN LA RED.

1.2.7 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA LAS INSTALACIONES DE MÁS DE 10 MW.

1.3 INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y LA PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1.3.1 INFORMACIÓN GENERAL.

1.3.2 SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.

1.3.3 REGULACIÓN PRIMARIA.

1.3.4 REGULACIÓN SECUNDARIA.

1.3.5 REGULACIÓN TERCIARIA Y GESTIÓN DE DESVÍOS.

1.3.6 CONTROL DE TENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.

2. RED DE TRANSPORTE.

2.1 SUBESTACIONES.

2.2 PARQUES.

2.3 LÍNEAS Y CABLES.

- 2.4 TRANSFORMADORES.
- 2.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA.
- 3. INSTALACIONES DE CONSUMO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
- 4. RED OBSERVABLE.
 - 4.1 SUBESTACIONES.
 - 4.2 PARQUES.
 - 4.3 LÍNEAS Y CABLES.
 - 4.4 TRANSFORMADORES.
 - 4.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

1.1 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN BASADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA).

1.1.1 EMBALSES.

- Nombre del embalse.
- Empresa o empresas propietarias o concesionarias.
- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.
- Cuenca (río).
- Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh).
- Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m³).
 - Volumen máximo (hm³).
 - Volumen mínimo (hm³).
 - Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3^{er} grado).
 - Cota máxima de explotación (m).
 - Cota mínima de explotación (m).
 - Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.
 - Coeficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.
 - Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbinación a plena carga de la propia central.
 - Uso (Hidroeléctrico, Mixto).
 - Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).

1.1.2 CENTRALES Y GRUPOS HIDRÁULICOS.

1.1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.

1.1.2.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Nombre de la Central.
- Domicilio de la Central: Municipio, código postal y provincia.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.

- Dirección.
 - Cuenca (río) en que está ubicada la central.
 - Embalse asociado.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Unidad de Programación Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
 - N.º de grupos.
 - Potencia nominal.
 - Caudal nominal (m³/s).
 - Salto neto nominal (m).
- 1.1.2.1.2. Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
- Nombre de la Central.
 - Domicilio de la Central: Municipio, código postal y provincia.
 - Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): Planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
 - Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Cuenca (río) en que está ubicada la central.
 - Esquema del subsistema hidráulico.
 - Embalse asociado.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Unidad de Programación Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
 - Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
 - Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.
 - Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
 - N.º de grupos.
 - Potencia nominal.
 - Caudal nominal (m³/s).
 - Salto neto nominal (m).
 - Caudal máximo de turbinación (m³/s).
 - Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
 - Salto bruto máximo (m).
 - Salto bruto mínimo (m).
 - Salto neto máximo (m).
 - Salto neto mínimo (m).
 - Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
 - En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m³/s).
- Caudal máximo de bombeo (m³/s).
- Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
- Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
- Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

• Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.2.2.1. Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m³/s).

1.1.2.2.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.

- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
 - En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Tipo de bomba.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
 - Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAr) en b.c.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAr) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.c.
 - Factor de potencia nominal.
 - Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
 - Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).
 - Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
 - Características de la turbina: fabricante y modelo.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO).
 - En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado.
 - Posibilidad de telemedida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
 - Características del regulador: Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico,...).
 - Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.

1.1.2.2.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina ($X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d$ y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s) (T'_d, T'_q, T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s) (T'_d0, T'_q0, T''_d0 y T''_q0 . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_l).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.
- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

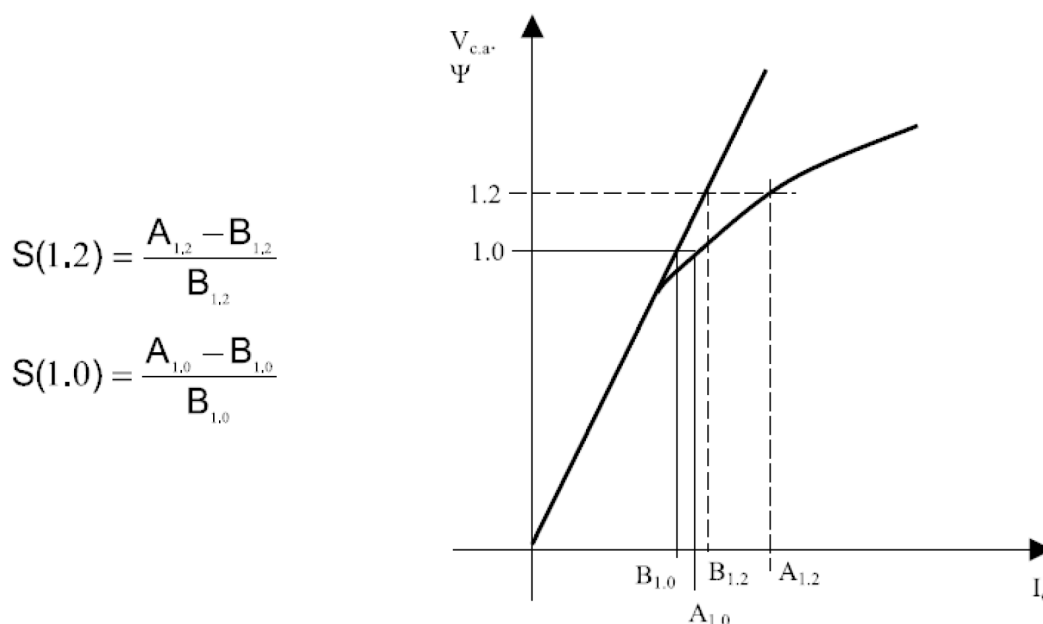


Figura 1. Factores de saturación

1.1.2.3 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.2.4 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.3 UNIDADES TÉRMICAS.

Nota: Las unidades solares térmicas se tratan en el apartado 1.1.4.

1.1.3.1 Datos generales de la instalación.

- Para cogeneraciones: Véanse también instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.

1.1.3.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Denominación de la central.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Combustibles principal y alternativo.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

1.1.3.1.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Denominación de la central.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Combustibles principal y alternativo.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Localización geográfica (solicitudes de acceso): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anual y estacionales si procede).
 - Estructura de consumo de combustible en arranque: porcentaje en términos de consumo de cada uno de los combustibles utilizados.

• Fórmula de consumo en arranque: Expresión que permite calcular este consumo en función del tiempo de arranque (el transcurrido desde la última parada).

$$C_t = C_0 \times (1 - e^{-t/\tau}).$$

• Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias) C_0 .

• Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (Kcal/kWh).

• Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principal y alternativo (T).

• Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh) para combustibles principal y alternativo.

• Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.

• Régimen de funcionamiento previsto.

1.1.3.1.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).

• Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

• Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

• Esquemas unifilares de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.1.3.2 Datos de cada generador.

1.1.3.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Potencia aparente instalada (MVA).

• Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).

• Mínimo técnico en b.c. (MW).

• Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.a.

• Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.a.

1.1.3.2.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

• Potencia aparente instalada (MVA).

• Tensión nominal de generación (kV).

• Máxima tensión de generación (kV).

• Mínima tensión de generación (kV).

• Potencia activa instalada en b.a. (MW).

• Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).

• Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).

• Potencia activa neta efectiva de verano en b.c. (MW).

• Mínimo técnico en b.a. (MW).

• Mínimo técnico en b.c. (MW).

• Mínimo técnico especial en b.a. (MW).

• Mínimo técnico especial en b.c. (MW).

• Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).

• Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.a.

• Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.a.

• Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.a.

• Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.a.

• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).

• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVA_r).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVAR).
- Factor de potencia nominal.

1.1.3.2.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). ($T'd_0$, $T'q_0$, $T''d_0$ y $T''q_0$. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

- Reactancia de fuga no saturada (p.u.). (Xl).

- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).

- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).

- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

1.1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.3.3.1 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- En el caso de ciclos combinados multiejes, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

- Características de la turbina de gas (en su caso): Fabricante y modelo.

- Características de la turbina de vapor (en su caso): Fabricante y modelo.

- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).

- En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:

- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

- Estatismo permanente:

- Rango de ajuste.

- Valor ajustado.

- Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

- Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico).

- Compensaciones dinámicas: Función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.

1.1.3.3.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

- Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.3.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

En el caso de ciclos combinados multiejes, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS.

- O bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.3.5 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.4 SOLAR TÉRMICA.

Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW o conectados a la red de transporte o que participen, individualmente o de forma agrupada, en los servicios de ajuste del sistema.

1.1.4.1 Datos de la instalación y de los grupos.

1.1.4.1.1 General.

- Nombre de la central.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.

- Número de identificación en el RAIPEE.
- Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.
- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de central.
- Año final de la concesión.
- Normativa aplicable.
- Compañía Distribuidora.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Número de grupos.
- Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares con capacidad de almacenamiento:

- Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales,...).
 - Curvas de tiempo de recuperación de la energía primaria almacenada.
 - Curvas de pérdida de energía primaria almacenada.

- Tipo de apoyo con combustible complementario, potencia suministrable con dicho combustible y autonomía del mismo (en horas a potencia nominal).
- Potencia máxima que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
 - % de sobredimensionamiento de la planta para el almacenamiento.
 - Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
 - Tensión nominal (kV).
 - Máxima tensión de generación (kV).
 - Mínima tensión de generación (kV).
 - Velocidad nominal.
- Potencia acogida al RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos o reglamentación alternativa que sea de aplicación (MW).
 - Potencia no acogida (MW).
 - Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.

1.1.4.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 5 MW de potencia total o conectados a la red de transporte.

1.1.4.1.2.1 General.

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red.
 - Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
 - Rampa de subida (MW/min).
 - Rampa de bajada (MW/min).
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.

1.1.4.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

- Características de la turbina: Fabricante y modelo.
- En caso de disponer de regulación propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital, ...
 - Estatismo permanente:
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado.
 - Posibilidad de telemedida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. La insensibilidad del regulador (mHz) no ha de ser superior a 10 mHz.
 - Características del regulador: Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio, ...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico.).
 - Compensaciones dinámicas: Función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie, ...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.

1.1.4.1.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
Datos adicionales a los anteriores

1.1.4.1.3.1 General.

- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). ($T'd_0$, $T'q_0$, $T''d_0$ y $T''q_0$. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

- Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_l).

- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).

- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).

- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

- Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.

- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS,

- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento elaborado al efecto por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.4.1.3.2 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

- Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

- Diagrama unifilar de detalle con todos los elementos componentes de la instalación de enlace desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

- Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.ej. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.4.2 Datos principales de los equipos de control de tensión para plantas de más de 10 MW de potencia o conectadas a la RdT.

- Para cada grupo:

- Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

- Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de

potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.4.3 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO

Este apartado aplica a generadores o agrupaciones de generadores de más de 50 MW de potencia total, o conectados a la red de transporte.

- Alimentación de SSAA (salvo CCHH).
- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

- Tensión de alimentación de SSAA.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVA_r).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)
- Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVA_r)
- Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
- Capacidad de arranque autónomo.

Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.
- Diagramas unifilares.
- Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:
 - Por control remoto.
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

- El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de energía primaria).

- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.

- En el caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
- Reconexión del grupo a la red (salvo CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

- Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).

- Otros datos (salvo CCHH).

- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
- Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.1.6 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE GRUPO.

Este apartado aplica a centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.6.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
- Impedancia homopolar (% en base máquina)

1.1.6.1.1 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse transformadores de transporte.

1.1.7 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN.

Este apartado aplica a centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.7.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.1.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse líneas y cables de transporte.

1.1.8 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.1.8.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.1.8.2 Centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Relés de mínima tensión: Ajustes.

- Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.8.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.1.8.3.1 Protecciones de la Central.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
- Protección ante pérdida de sincronismo: Indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de secuencia inversa: Indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

1.1.8.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Relé de mínima tensión: Ajustes.

1.1.8.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2 INSTALACIONES EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y EN GENERAL TODAS AQUELLAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CUYA TECNOLOGÍA NO EMPLEE UN GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO DIRECTAMENTE A RED.

1.2.1 PLANTAS FOTOVOLTAICAS MAYORES DE 50 KW Y HASTA 1 MW DE POTENCIA.

- Nombre de la central.
- Número catastral de la finca.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Número de identificación en el RAIPEE.
- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Compañía Distribuidora.

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.

- Nombre de la instalación.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Empresa propietaria:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.

- Dirección.
 - Número de identificación en el RAIPEE.
 - Fecha de inscripción en el Registro Administrativo correspondiente.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Domicilio de la instalación: Municipio, código postal y provincia.
 - Coordenadas UTM de la poligonal del parque, huerta, etc.
 - Compañía Distribuidora.
 - Potencia instalada: Aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Régimen de operación previsto de la instalación:
 - Horas de utilización (a plena potencia) referidas a período anual y estacionales.
 - Curva de potencia activa en función del recurso primario (velocidad del viento en el caso de plantas eólicas, irradiancia en el caso de huertas solares, etc.) incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores, paneles, captadores parabólicos, etc., dejan de aportar potencia.
 - Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
 - Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.):
 - Número de unidades generadoras del mismo modelo.
 - Fabricante y modelo.
 - Tecnología: Máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.
 - Potencia activa instalada de cada unidad generadora (kW).
 - Potencia aparente instalada de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
 - Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.
 - En el caso de instalaciones de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte, se aportará un modelo de la instalación que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS,
 - O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado al efecto por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- Compensación de reactiva en bornas de cada unidad generadora excluida, en su caso, la compensación interna:
 - Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en MVAr).
 - Posibilidad de regulación.
 - Compensación de reactiva en bornas de la instalación excluida, en su caso, la asociada a cada unidad generadora:
 - Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en MVAr).
 - Posibilidad de regulación.
 - Baterías de condensadores (sí/no).
 - Potencia total (MVAr).
 - Número de escalones.
 - Tipo de control de los escalones.
 - Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).

- Potencia total instalada (MVA_r).

1.2.3 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.

- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.2.4 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE CONEXIÓN A LA RED.

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.2.5 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.5.1 Protecciones de la instalación.

• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas al parque (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

- Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.

1.2.5.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.).

- Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.
- Disparo por sobrevelocidad en su caso. Valor de disparo.

1.2.5.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Relé de mínima tensión: Ajustes.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.2.6 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.2.6.1 Características de cada instalación.

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

- Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.

- Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado:

- Bien a través de una previsión a nivel de instalación, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica.

- Bien realizar medidas a nivel de instalación de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.

- Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de las unidades generadoras.

- Esquema unifilar de protección de la instalación de producción y de la instalación de enlace.

1.2.6.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, véase punto 1.2.6.4).

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.2.6.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación (en caso de ser ésta la línea o cable de conexión a la red de transporte, véase punto 1.2.6.5).

Véanse líneas y cables de red observable.

1.2.6.4 Datos del transformador de conexión a la red.

Véanse transformadores de transporte.

1.2.6.5 Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Véanse líneas y cables de transporte.

1.2.6.6 Datos de las protecciones.

1.2.6.6.1 Protecciones de la instalación de producción.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.2.6.6.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

1.2.6.6.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SI/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2.7 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA LAS INSTALACIONES DE MÁS DE 10 MW.

El OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando como participan las dinámicas fundamentales de los generadores individuales (inversores en su caso) así como las dinámicas del control en el punto de conexión a la red de la instalación de producción. En tal caso, se aportarán los correspondientes esquemas de bloques con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados.

1.3 INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y LA PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA.

1.3.1 INFORMACIÓN GENERAL.

Datos correspondientes a la unidad física.

- Nombre y código de la unidad física asociada.
- Nombre de la instalación.
- Código de inscripción en el registro administrativo correspondiente.
- Subgrupo asociado.
- Provincia.
- CIL.
- Potencia neta máxima de la UF.
- Potencia reactiva máxima y mínima de la UF.
- Tipo de producción.
- Punto frontera.
- En su caso, indicación de los modos de funcionamiento multieje.

Datos correspondientes a la unidad de programación.

- Nombre y código de:
 - Unidad de programación a la que pertenece.
 - Sujeto titular / Sujeto representante.
 - Unidad de oferta asociada.
- Potencia neta máxima de la UP (suma de las potencias máximas de las UF que la componen).
 - Mínimo técnico de la UP.
 - Tipo de producción (nuclear, carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulica, turbinación bombeo, consumo bombeo, cogeneración, solar fotovoltaica/ térmica, eólica terrestre/marina, biomasa, biogás, residuos).
 - En caso de unidades de programación de ciclo combinado, indicar si se trata de centrales multieje.
 - Indicación de si la instalación es:
 - Renovable/no renovable.
 - Cogeneración de alta eficiencia.
- En su caso, centro de control al que pertenece.

Indicación de si la instalación se encuentra en periodo de pruebas preoperacionales.

1.3.2 SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.

- Subestación/parque de conexión a la red (nombre, kV).
- Zona eléctrica a la que pertenece.
- Tiempos de arranque (min.) mínimo exigible por el OS:
 - Desde orden de arranque hasta sincronización (en frío/en caliente).
 - Desde sincronización hasta mínimo técnico (en frío/en caliente).
 - Desde sincronización hasta plena carga (en frío/en caliente).

En caso de unidades de programación térmicas con más de un modo de funcionamiento, se han de aportar los tiempos de arranque solicitados para cada uno de los posibles modos de funcionamiento.

- Tiempo de parada de programación (min) desde plena carga hasta desconexión.
- Indicar el valor del programa de entrega de energía mínimo necesario para la provisión efectiva al sistema de reserva de potencia adicional a subir.

1.3.3 REGULACIÓN PRIMARIA.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso afirmativo, indicar:

- Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - Rango de ajuste.
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado es cero.
 - Posibilidad de telemida del valor ajustado

En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

1.3.4 REGULACIÓN SECUNDARIA.

- Zona de regulación en la que, en su caso, se encuentra integrada.
- En caso de participación activa en el servicio:
 - Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC, características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites.
 - Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW).
 - Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

1.3.5 REGULACIÓN TERCIARIA Y GESTIÓN DE DESVÍOS.

- Zona de regulación en la que, en su caso, se encuentra integrada.
- En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.
 - En caso de participación activa en el servicio:
 - Tiempo de arranque:
 - En frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - En caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - Tiempo mínimo de arranque de programación.
 - Desde sincronización hasta mínimo técnico (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.
 - Desde sincronización hasta plena carga (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.
 - Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min).
 - Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min).
 - Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

1.3.6 CONTROL DE TENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.

En caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

- En el caso de instalaciones de generación, transformadores de red observable e instalaciones de consumo, declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.
 - En el caso de grupos hidráulicos reversibles generador/motor, completar los datos requeridos en el anexo 1 del PO 7.4 para cada uno de los modos de funcionamiento.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

2. RED DE TRANSPORTE

2.1 SUBESTACIONES.

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

2.2 PARQUES.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
- Configuración.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.
- Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.
- Esquemas unifilares de protección y medida.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

2.3 LÍNEAS Y CABLES.

- Denominación de la línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuitos y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
 - Resistencia de secuencia directa (Ω).
 - Reactancia de secuencia directa (Ω).
 - Susceptancia de secuencia directa (μS).
 - Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
 - Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
 - Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Datos adicionales sólo para líneas y cables de la red de transporte, propiamente dichos:
 - Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
 - Elemento limitante.

- Límite térmico permanente del conductor (MVA).
 - Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (°C).
 - Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).
 - Configuración de la línea.
 - Conductor: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
 - Número de conductores por fase.
 - Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Acopladores de red o teleacopladores: Existencia y ajustes.
 - Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
 - Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
 - Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.
 - Reenganche:
 - Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri).
 - Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico.
 - Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SÍ/NO).
- Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (SÍ/NO).

2.4 TRANSFORMADORES.

Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo».

- Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.
- Número de orden.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
 - Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas).
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tipo de refrigeración.

- Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
- Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
- Grupo de conexión.
- Tipo de regulación en cada arrollamiento: Carga o vacío, regulación automática (SÍ/NO) y bloqueo ante colapso (SÍ/NO).
 - Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima (toma del regulador en la que se obtiene la tensión más alta). Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).
 - Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.
 - Pérdidas en el transformador:
 - Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW).
 - Pérdidas en vacío (kW).
 - Pérdidas en los equipos auxiliares (kW).
 - Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
 - Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
 - Datos adicionales para transformadores de la red de transporte y de la red observable, propiamente dichos:
 - Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.

2.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Dinámica; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).
 - Número de orden.
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA_r).
 - Tensión de conexión (kV).
 - Situación (barras o terciario de transformador).
 - Propietario.
 - Pérdidas en el hierro (kW).
 - Pérdidas en el cobre (kW).
 - Pérdidas totales incluidas adicionales (kW).
 - Tipo de conexión.
 - Número de escalones.
 - Para cada escalón:
 - N° de bloques.
 - Potencia nominal de cada bloque (MVA_r).
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

- Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
 - Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

3. INSTALACIONES DE CONSUMO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE

En lo que a transformadores se refiere, el presente epígrafe es de aplicación a los que alimentan cargas y a los conectados a redes no observables. Los transformadores de la red observable se tratan en el capítulo de Red Observable.

- Denominación de la instalación.
- Número de orden.
- Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
- Propietario.
- Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).
- Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anual y estacionales si procede).
 - Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVA) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.
 - Transformador de conexión a la red.
 - Tipo de transformador: Configuración (trifásico o banco), autotransformador/transformador, circuito magnético (nº de columnas)
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
 - Grupo de conexión.
 - Pérdidas debidas a la carga (kW).
 - Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina).
 - Características principales de composición de la carga (si procede):
 - Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total).
 - Del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción:
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%).

- Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).
 - Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia del horno (MVA).
 - Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (MVar) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - $\cos \phi$ de las impedancias anteriores.
 - Información adicional para hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia de rectificación (MW).
 - Número de pulsos.
 - Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (MVar) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - $\cos \phi$ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - Filtros de armónicos: Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVar).
 - Información adicional para trenes de alta velocidad (TAV) y cargas desequilibradas:
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 - Características del equipo de compensación de desequilibrio, en caso de existir.
 - Información adicional para motores de inducción de más de 10 MW o cargas que presenten características dinámicas especiales, frente a la tensión o la frecuencia, no indicadas anteriormente, si no son caracterizables mediante las características principales de composición de la carga definidas anteriormente y si el OS lo considera pertinente:
 - Se aportará un modelo que debe describir el comportamiento dinámico de la instalación desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar a este tipo de cargas, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- Línea o cable de conexión a la Red de Transporte (en su caso):
 - Número de circuitos y longitud en km.
 - Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
 - Resistencia de secuencia directa (Ω).
 - Reactancia de secuencia directa (Ω).

- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Protecciones:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
- Características y ajuste del relé de frecuencia:
 - Frecuencia: Rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
 - Temporización: Rango de ajuste y valor de ajuste (s).
 - Existencia de mecanismo de reposición (SI/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
 - Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
 - Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.
 - Dispositivos automáticos de reposición no asociados al relé de frecuencia: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

4. RED OBSERVABLE

4.1 SUBESTACIONES.

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: municipio, código postal y provincia.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

4.2 PARQUES.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Configuración. Unifilar de detalle.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

4.3 LÍNEAS Y CABLES.

- Denominación de línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Resistencia de secuencia directa (Ω).
- Reactancia de secuencia directa (Ω).
- Susceptancia de secuencia directa (μS).
- Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
- Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
- Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
- Datos adicionales en caso de líneas y cables de la red observable, propiamente dichos:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera).

4.4 TRANSFORMADORES.

Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

4.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA_r).

ANEXO II

Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

1. Información de la red de transporte y de la red observable que se enviará al OS en tiempo real

1.1 Interruptores

- Señalizaciones
- Posición de los interruptores.

1.2 Seccionadores

- Señalizaciones
- Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas

- Medidas
- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVA_r).

1.4 Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores
 - Posición de los seccionadores
 - Control automático de tensión (sólo transformadores)
- Medidas
 - Potencia activa primario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva primario de transformador (MVA_r)
 - Potencia activa secundario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva secundario de transformador (MVA_r)
 - Potencia activa terciario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva terciario de transformador (MVA_r)
 - Toma del regulador en carga (sólo transformadores)
 - Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores)
 - Potencia reactiva en reactancias (MVA_r)

1.5 Acoplamiento de barras

- Señalizaciones

- Posición de los interruptores
- Posición de los seccionadores

- Medidas

- Potencia activa (MW)
- Potencia reactiva (MVAR)

1.6 Barras

- Medidas

- Tensión por sección de barra (kV)
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz)

1.7 Grupos habilitados para participar en el servicio de regulación secundaria

- Señalizaciones

- Estado local/remoto de regulación secundaria del grupo
- Tipo de regulación secundaria, control/no control

1.8 Grupos térmicos de potencia neta superior a 50 MW o conectados a la red de transporte

- Señalizaciones

- Posición de los interruptores de grupo

- Medidas

- Potencia activa neta en alta del transformador de máquina (MW)
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR)
- Potencia activa neta en baja del transformador de máquina (MW)
- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVAR)
- Tensión de generación
- En el caso de instalaciones con autoconsumo o cogeneración: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVAR) por el consumidor asociado de acuerdo a la definición del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. No se incluirán en estos consumos, los de los servicios auxiliares de la instalación de generación

1.9 Resto de instalaciones de potencia superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte

- Señalizaciones

- Posición de los interruptores de grupo

- Medidas

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR)
- Medida de tensión en barras de central (kV)
- En el caso de instalaciones de bombeo puro: horas de bombeo y turbinación disponibles (horas*grupo). Con actualización horaria.
- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.

1.10 Instalaciones de generación de potencia neta no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación

- Señalizaciones

- Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte
- Medidas
 - Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
 - Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
 - Medida de tensión en barras de central (kV)
 - En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.
 - En el caso de instalaciones con autoconsumo o cogeneración: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVar) por el consumidor asociado de acuerdo a la definición del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. No se incluirán en estos consumos, los de los servicios auxiliares de la instalación de generación.

1.11 Resto de instalaciones de generación con obligación de envío de teledatas en tiempo real

- Medidas
 - Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación

1.12 Compensadores síncronos

- Señalizaciones
 - Estado de conexión
- Medidas analógicas
 - Potencia reactiva (MVar)
 - Tensión (kV)

ANEXO III

Informe de incidencias

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre una incidencia son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

- a) Fecha y hora de la incidencia.
- b) Instalaciones de transporte y/o elementos del sistema eléctrico directamente involucradas en la incidencia (y no únicamente afectadas por la incidencia), duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión).
- c) Afectación directa a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: ubicación, tipo y número de clientes afectados, demanda interrumpida (en MW), energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo, se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.
- d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.
- e) Descripción de la incidencia (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).

**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.
- 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.
- 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.

3.4 Términos

En este procedimiento el término *consumidor directo* se refiere a Consumidor Directo en Mercado.

Unidad de programación de comercialización se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

Unidad de programación de consumidor directo se refiere a la unidad de programación de consumidores directos para compra de energía para su consumo en la península.

Unidad de adquisición para demanda se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

Unidad u se refiere a unidad de programación.

4. Restricciones técnicas del PBF

4.1 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:

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

donde:

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

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

$NACCC_u$ = Número de arranques diarios de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

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:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja

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

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}(\text{IMPPVP}_u, \text{IMPPHF}_u) / \sum_h \text{ERPVPVOC}_{u,h}$$

Siendo $IMPPVP_u$ 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:

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

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PVP

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,p}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PVP

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja

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. Sí 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:

$NAF_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHF

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHF

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHR_{u,phf}$ = Número de horas diarias con PHF mayor que cero

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja

$PHF_{u,phf}$ = Energía diaria del PHF en el día

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja

$IMDCBMI_u$ = 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, de la fase 2 de restricciones del PBF y de las restricciones del mercado intradiario.

Sí $IMDCBMI < 0$ entonces $IMDCBMI = 0$

Sí $IMPPHF_u < 0$, 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. Sí 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:

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPVB_u$ = 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:

$$OPERPVPCBN_{u,cb} = ERPVPCBN_{u,cb} \times PMD$$

donde:

$ERPVPCBN_{u,cb}$ = 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. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Sí 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 o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$OPEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ si } PMEDPVPS_u > PMD$$

$$DCEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMD - PMEDPVPS_u) \text{ si } PMD > PMEDPVPS_u$$

donde:

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

$PMEDPVPS_u$ = 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 .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$EINCPVP_u = \text{MAX} [-ERPVP_u, \text{MIN} (0, MEDRTR - PVP)]$$

donde:

$$MEDRTR = \text{MBC}, \text{ si } RTR \geq 0 \text{ o si } PVP \leq PHF + TG$$

$$MEDRTR = \text{MAX}(PBF, \text{MBC}) + \text{MIN} [PVP - (PHF+TG), -RTR] \text{ si } RTR < 0 \text{ y}$$

$$PVP \geq PHF + TG$$

$MEDRTR$: medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real

MBC : medida en barras central, según se establece en el apartado 14.2

TG : suma de energía de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real

RTR : suma de energía de restricciones en tiempo real

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 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 de restricciones técnicas

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:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2

$POECOS_{u,b}$ = 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:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD$$

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:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , 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:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , 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:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas

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:

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

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

4.2.2.2 Sin oferta presentada

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:

ERECOMERB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , 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:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , 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 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

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.

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:

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

5. Banda de regulación 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:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u

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

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo 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 sobrecoste 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:

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

KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNMC. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema

$RNTS$ = Reserva nominal total a subir del sistema

$RNTB$ = Reserva nominal total a bajar del sistema

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z , con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora

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:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

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

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1

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

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

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 sobrecoste 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.

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

$$\text{OPCFBAN}_{ua} = \text{CFBAN} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

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:

$$\text{OPRTMI}_{u,s} = \text{ERVMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERVMI}_{u,s}$ = 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:

$$\text{DCRTMI}_{u,s} = \text{ERCMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERCMI}_{u,s}$ = 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:

$$\text{DCERTRT}_{u,b} = \text{ERTRTS}_{u,b} \times \text{POTERS}_{u,b} + \text{NACCC}_u \times \text{PAC}_u$$

donde:

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

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

NACCC_u = Número de arranques diarios de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

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.

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:

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

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

Los derechos de cobro o, en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCELTROC_u$$

Donde:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$$

$$DCELTROC_u = \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u) \times (POCHORA_u - PMI_u)$$

Sí el importe de $DCELTROC_u$ es negativo se anotará obligación de pago.

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$ELTROCS_u$ = Energía limitada en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

PHF_u = Energía del último programa horario final de la unidad u .

PMI_u = Precio medio de la energía del programa horario final de la unidad u en la hora obtenido por su participación en el mercado intradiario.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía limitada en la hora h , calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HLIM \times PHC_u + PEC_u \times ENELIM) / ENELIM$$

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$HLIM$ = Horas con energía limitada a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

$ENELIM$ = Energía con limitación a bajar por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

$$ENELIM = ERTROCS_u + \text{Mín} (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u)$$

El operador del sistema publicará el precio horario medio de liquidación de la energía limitada por restricciones en tiempo real con oferta compleja del conjunto de productores y el coeficiente diario resultante de dividir la energía total producida en el día entre la energía total limitada.

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:

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

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. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Sí 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 limitada a bajar por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía limitada descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, 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 limitada a bajar 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:

$$OPEINCLTR_u = EINCLTRS_u \times (PORHORA_u - PMD)$$

donde:

$EINCLTRS_u$ = Energía incumplida de limitaciones por restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLTRS_u = \text{Max} (- ELTRORS_u, \text{min} (0, MBCu - \text{max}(ELTRORS_u + TGB, 0)))$$

Donde:

$MBCu$ = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

$ELTRORS_u$ = energía limitada a bajar en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

$PORHORA_u$ = Precio medio de la energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real.

$$PORHORA_u = (\text{POCHORA}_u \times \text{ENELIM} + \sum_{b,of} (\text{ERTR}_{u,b,of} \times \text{POTR}_{u,b,of})) / (\text{ENELIM} + \sum_p \text{ERTR}_{p,u,b})$$

Donde

$ERTR_{u,b,of}$ = energía a subir por restricciones técnicas en tiempo real asignada al bloque b de la unidad u para el tipo de oferta of (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

$POTR_{u,b,of}$ = precio por restricciones técnicas en tiempo real a subir que aplica a cada bloque b de energía asignada de la unidad u para el tipo de oferta of (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar

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:

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

donde:

$\text{ERTROSB}_{u,b}$ = 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:

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

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, 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.

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

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8. Intercambios internacionales

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 sobrecoste 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 sobrecoste 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.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago del sobrecoste 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 horaria 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.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de 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.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

Intercambio en sentido importador:

– Derecho de cobro en la cuenta del Operador del Sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de 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.

Intercambio en sentido exportador:

– Obligación de pago en la cuenta del Operador del Sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1. y 7.1.

8.4 Intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas eléctricos

Los intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

8.4.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador

Sí el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_i = \sum b (EIITBi,b \times PEIITBi,b)$$

$EIITBi,b$ = Energía de importación del bloque de oferta b correspondiente a intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i ,

$PEIITBi,b$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la importación programada en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

8.4.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador

Sí el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_i = \sum b (EEITBi,b \times PEEITBi,b)$$

$EEITBi,b$ = Energía de exportación del bloque de oferta b correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i

$PEEITBi,b$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la exportación programado en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

9. Gestión de desvíos

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

Sí 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:

$$\text{OPPRD}_{u,s} = \text{EPRDB}_{u,s} \times \text{PMPRDB}_s$$

donde:

$\text{EPRDB}_{u,s}$ = 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

Sí 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:

$$\text{DCTER}_u = \text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}$$

donde:

ETERS_u = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u

PMTERS = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir

Sí 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:

$$\text{OPTER}_u = \text{ETERB}_u \times \text{PMTERB}$$

donde:

ETERB_u = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u

PMTERB = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar

Sí 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:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \times \text{CATS}$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15

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

PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir

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 = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85

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

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar

12. Incumplimiento de las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación, z , y de forma agregada para las unidades de producción con asignación de gestión de desvíos y energía terciaria del mismo sujeto de liquidación no pertenecientes a zona de regulación, s

12.1 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria de la zona de regulación o del sujeto de liquidación se calculará de la forma siguiente.

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times PBAL_{z,s} \times 0,2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la zona z o del sujeto de liquidación s . Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = \max(-STGS_{z,s}, \min(0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s}))$$

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2 de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s .

$$EREF S_{z,s} = \sum_{z,s} PHF_u + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

$SRTRS_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al sujeto de liquidación s .

$PBAL_{z,s}$ = precio medio de la energía asignada a subir por gestión de desvíos y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$$PBAL_{z,s} = [\sum_u (ETERS_u \times PMTERS) + \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s)] / [\sum_u ETERS_u + \sum_{u,s} EPRDS_{u,s}]$$

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento, según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLEBAL_S = OPEINCLEBAL_s \times EINCLEBAL_u / \sum_u EINCLEBAL_{u,s}$$

Donde:

La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBAL_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$$EINCLEBAL_{u,s} = \max(-STGS_{u,s}, \min(0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s}))$$

$STGS_{u,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$$EREFS_{u,s} = PHF_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$$

$SRTRS_{u,s}$ = saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.2 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times PMD$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = \min(-STGB_{z,s}, \max(0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFB_u))$$

Donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHF}_u + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

$\text{SRTRB}_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$\text{STGB}_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s .

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s , se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas siguientes:

$$\text{OPEINCLEBALB}_u = \text{OPEINCLEBALB}_s \times \text{EINCLEBALB}_{u,s} / \sum_u \text{EINCLEBALB}_{u,s}$$

Donde:

La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$\text{EINCLEBALB}_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar de la unidad u del sujeto de liquidación s . Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$$\text{EINCLEBALB}_{u,s} = - \text{mín} (- \text{STGB}_{u,s}, \text{máx} (0, \text{MBC}_{u,s} - \text{EREFB}_{u,s}))$$

$\text{STGB}_{u,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s .

$$\text{EREFB}_{u,s} = \text{PHF}_{u,s} + \text{SRTRB}_{u,s} + \text{STGB}_{u,s}$$

$\text{SRTRB}_{u,s}$ = saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s .

12.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria (OPEINCLEBAL) 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 ajustes del sistema. 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.

Estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{DCINCLEBAL}_u = - \text{OPEINCLEBAL} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_u \text{MBC}_{ua}$$

13. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la *Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción*

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua , debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua

PMD = Precio marginal del mercado diario

14. Desvíos 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).

14.1 Programa Horario de Liquidación

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma de:

- Energía del Programa Horario Final (PHF),
- Energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluida la energía de los desvíos comunicados
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia $ERSINT_{ua}$.

14.2 Medida en barras de central

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

a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la establecida en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico obtenida a partir de la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

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

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, 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 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 comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{Cua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{Cua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

Donde:

$MPFC_{Cua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt . Este valor será negativo.

$CPERREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPERREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPERREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

Donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

Donde:

$PERTRA$ = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

$PERDIS$ = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

$PEREXP$ = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN$ = $\sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{Cua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

En caso de que no se disponga de cierre de medidas, y por tanto no se disponga de medidas de todas las unidades de programación de comercialización y consumidor directo, se calculará el saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central $SALDOENE$ como:

$$SALDOENE = MBC_{prod} + MBC_{imex} + MBC_{liqpot} - PHL_{demresto}$$

Donde:

MBC_{prod} = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBC_{imex} = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBC_{liqpot} = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

$PHL_{demresto}$ = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

Este saldo se asignará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad de programación de comercialización y consumidor directo:

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

Donde:

PHL_{ua} = Programa Horario de Liquidación de la unidad de adquisición para demanda *ua*, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad *ua* a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el PO 14.1.

SALDOENE_{ua} = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda *ua* del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE).

La medida en barras de central de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos se calculará como:

$$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua} + MBCliq_{pot,ua}$$

Donde:

MBCliq_{pot,ua} = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda *ua* con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

e. La medida de las unidades de programación genéricas es cero.

14.3 Precio de los desvíos

A efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5 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,
- por regulación secundaria,
- por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas,

$$\begin{aligned} SNSB = & \sum_{u,s}(EPRDS_{u,s} + EPRDB_{u,s}) + \sum_u(ETERS_u + ETERB_u) + \sum_z(ESECS_z + ESECB_z) + \\ & + \sum_{i,b}(EIITBi,b + EEITBi,b) \end{aligned}$$

14.3.1 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.

Sí SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = \text{mínimo} (PMD, PMPRTSB)$$

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, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Sí 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.

14.3.2 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.

Sí SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = \text{máximo} (PMD, PMPRTSS)$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.1, 9.1, 10.1 y 11.1, respectivamente, redondeado a dos decimales.

Sí 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.

14.4 Cálculo de desvíos

14.4.1 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

14.4.2 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, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES\bar{V}_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 14.2

PHL_u = Programa horario liquidado de cada una de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 14.1

14.5 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 14.4.1

– El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción sin zona de regulación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades 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 14.4.2.

– 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 14.4.2.

– 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 14.4.2.

– El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

14.5.1 Desvío positivo

Sí el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

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

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 ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

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

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

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

donde:

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

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

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

14.5.2 Desvío negativo

Sí el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

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

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 ($\text{DESV}_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

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

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

$$OPDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD + DES_{u,d} \times DES_d \times (PDES_{VB} - PMD) / \sum_u DES_{u,d}$$

donde:

$$\sum_u DES_{u,d} = \text{suma de los desvíos negativos } DES_{u,d} = DES_{u,d} < 0$$

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

$$E_{DES_d} = \sum_{uz} DC_{DES_{u,d}} + \sum_{uz} OP_{DES_{u,d}}$$

14.5.3 Desvío cero

Sí el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 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 ($DES_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DC_{DES_{u,d}} = DES_{u,d} \times PMD$$

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

$$OP_{DES_{u,d}} = DES_{u,d} \times PMD$$

14.6 Desvíos internacionales entre sistemas

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistema eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

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

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera $frint$,

Sí 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:

$$DC_{DIR} = DIR \times PDES_{VS}$$

Sí 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:

$$OP_{DIR} = DIR \times PDES_{VB}$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de 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.

14.7 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 14 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.

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

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

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

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

14.8 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 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:

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

15. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

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

Tras el preceptivo informe de la CNMC, 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:

$$OPUPGPBF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPBF_{ug}) \times PMD \times 1,3$$

donde:

$ENPBF_{ug}$ = Energía en PBF de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF

Tras el preceptivo informe de la CNMC, 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 :

$$OPUPGPHF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPHF_{ug}) \times PMD \times 0,15 \times NS$$

donde:

$ENPHF_{ug}$ = 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*.

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 14.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistemas eléctrico balear

16.1 Restricciones técnicas en el mercado intradiario

Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas o para el reequilibrio generación- demanda se liquidarán al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario.

16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHF

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores a las distintas sesiones del mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.3 Desvío del programa

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.4 Efectos en la liquidación de Baleares

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 16.1, 16.2 y 16.3, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011.

Como resultado de la suma de los importes liquidados en el sistema peninsular y de los importes liquidados en el despacho balear a los comercializadores de último recurso, el coste final de adquisición de los comercializadores de último recurso en el sistema balear será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

17. Liquidación del control del factor de potencia

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el Anexo III del Real Decreto 413/2014.

P.O. 14.8 SUJETO DE LIQUIDACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento ante el Operador del Sistema, sin perjuicio de lo establecido con carácter general en el Procedimiento de Operación 14.1 y en el Procedimiento de Operación 14.2.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación es de aplicación a los sujetos de liquidación ante el Operador del Sistema de instalaciones de producción en el sistema eléctrico español, los representantes directos, a los encargados de la lectura de los puntos frontera de instalaciones de producción y al Operador del Sistema.

3. Definiciones

El término «Ley 24/2013» en este procedimiento se refiere a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El término «P.O. 14.1» en este procedimiento se refiere al procedimiento de operación P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

El acrónimo «RAIPEE» en este procedimiento se refiere al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica establecido en el artículo 21.2 de la Ley 24/2013.

El acrónimo «CIL» en este procedimiento se refiere al Código de Identificación de Liquidación asignado por el Encargado de la Lectura a los efectos, en su caso, de la normativa vigente.

El término «instalación» en este procedimiento se refiere a cada instalación de producción y se identifica por su clave de registro en el RAIPEE y, en su caso, por su CIL.

El término «unidad de programación» en este procedimiento se refiere a las entidades definidas en los procedimientos de operación para la programación de la producción en los sistemas eléctricos.

El término «Sujeto de Liquidación» en este procedimiento se refiere al sujeto responsable financieramente ante el Operador del Sistema de la liquidación de una instalación según lo dispuesto en el P.O. 14.1.

El término «Encargado de la Lectura» en este procedimiento se refiere a la entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de instalaciones de producción de acuerdo con la normativa vigente.

El término «días hábiles» en este procedimiento se refiere a los días definidos como hábiles en el P.O. 14.1.

El término «titular» en este procedimiento se refiere al titular de la instalación de producción o de sus derechos de explotación, y que figure como tal en el RAIPEE.

El término «representante directo» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre ajeno y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación es el titular de las instalaciones.

El término «representante indirecto» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre propio y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el

artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación de las instalaciones del titular es el representante.

4. Responsabilidades

1. El Operador del Sistema será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de sujeto de liquidación de cada instalación.

b) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de representante directo de cada titular.

c) Gestionar y autorizar las solicitudes para la creación de las unidades de programación que sean necesarias para integrar la energía de las instalaciones en el sistema eléctrico que corresponda conforme a los procedimientos de operación.

d) Poner a disposición de los sujetos de liquidación:

– las unidades de programación de las que es responsable en cada momento.

– las instalaciones incluidas en cada unidad de programación.

– el tipo de sujeto de liquidación (titular, representante indirecto, comercializador).

– en su caso, su representante directo.

– la fecha efectiva de los cambios en los datos anteriores.

e) Poner a disposición de los encargados de la lectura los datos del párrafo d) de las instalaciones de las que sea encargado de la lectura.

f) Poner a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Operador del Mercado, los datos del párrafo d).

g) Resolver las reclamaciones sobre los cambios de sujeto de liquidación de una instalación o sobre los datos de una instalación a efectos de la liquidación del Operador del Sistema. Los plazos para presentar reclamaciones serán los establecidos en el P.O. 14.1.

2. El encargado de la lectura será responsable de comunicar al Operador del Sistema el alta o baja de los puntos frontera de los que sea encargado de la lectura.

3. El sujeto de liquidación será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Solicitar al Operador del Sistema que se le autorice como sujeto de liquidación de una instalación mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria y las garantías de pago exigibles conforme al procedimiento de operación 14.3, cumpliendo los plazos establecidos por el Operador del Sistema.

b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, y en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.

4. El representante directo será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Solicitar al Operador de Sistema que se le autorice como representante directo de las instalaciones de un titular mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria.

b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.

5. Alta y baja de instalaciones

La fecha de alta provisional de una nueva instalación será la fecha de alta de su punto frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida que será modificada posteriormente por la fecha de inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

El Operador del Sistema asignará el sujeto de liquidación de la nueva instalación desde la fecha de alta según la siguiente precedencia:

1. Sujeto de liquidación que lo haya solicitado y esté autorizado desde la fecha de alta.
2. En su caso, sujeto de liquidación de los CIL con mismo número de identificación del RAIPEE que el nuevo CIL.
3. En su caso, sujeto de liquidación precedente en caso de baja y alta simultánea de los CIL de instalaciones con mismo número de identificación en el RAIPEE.
4. En su caso, representante de referencia que corresponda según la normativa vigente en calidad de representante indirecto.
5. Titular de la instalación.

La fecha de baja provisional de una instalación será la fecha de baja de sus puntos frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida y que será modificada posteriormente por la fecha de cancelación de la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente no se podrá percibir ningún tipo de retribución por la participación en el mercado de producción de energía eléctrica por los vertidos realizados en fecha anteriores a la fecha de inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

6. Cambio de sujeto de liquidación

1. El cambio de sujeto de liquidación se producirá por deseo del titular de la instalación. Deberá ser comunicado por el nuevo sujeto de liquidación con una antelación mínima de 15 días naturales respecto a la fecha de inicio de operación con otro sujeto de liquidación, sin perjuicio de que la fecha de cambio se retrase hasta el cumplimiento de los requisitos establecidos para autorizar el cambio. Hasta la fecha efectiva del cambio, el anterior Sujeto de Liquidación seguirá siendo responsable financiero de la liquidación de los ingresos y costes aplicables a la instalación y de las garantías de pago.

El nuevo sujeto de liquidación aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

- a) Solicitud del cambio, donde hará constar la clave de registro en el RAIPEE y, en su caso, el CIL, así como la unidad de programación en la que solicita la inclusión de la instalación.
- b) La fecha para la que solicita el cambio.
- c) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre propio y por cuenta del titular de la instalación.
- d) En su caso, declaración de contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.
- e) En su caso, declaración de participación directa como titular.
- f) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.
- g) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

2. Estarán exentos del cumplimiento de lo indicado en el apartado anterior, los sujetos de liquidación que desempeñen sus funciones de representación en cumplimiento de lo establecido en el art. 53, apartados 2 y 3, del RD 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En este caso, el Operador del Sistema comunicará a qué comercializador de referencia corresponde la representación de aquellas instalaciones que no cuenten con un representante de acuerdo a lo establecido en los citados apartado 2 y 3 del artículo 53 así como los datos de la empresa titular que figuran en el RAIPEE para que la comercializadora pueda proceder al contacto con el titular de la instalación de producción.

3. El cambio de Sujeto de Liquidación de una instalación no extinguirá las obligaciones de pago que hubiera contraído el sujeto de liquidación anterior, así como las que contrajera en el futuro por liquidaciones pendientes que afecten el periodo en el que era el sujeto de liquidación y se mantendrá la posibilidad de suspensión de las instalaciones del sujeto de

liquidación en los casos y condiciones previstas en los procedimientos de operación. Durante el periodo de suspensión, la energía vertida se liquidará a precio de desvío.

4. Cuando un representante, sea o no sujeto de liquidación, desee dejar de representar a un titular de instalaciones, deberá solicitar el cese de la representación, en los mismos plazos que las altas de representación. En ese caso, las instalaciones pasarán a ser representadas, en su caso, por el comercializador de referencia, a no ser que hubiera otro representante al que se le haya aceptado el alta de la representación de esas instalaciones para la misma fecha. El comercializador de referencia recibirá la información necesaria para desempeñar sus funciones con una antelación mínima de 10 días respecto al inicio efectivo de su representación.

7. Cambio de representante directo

En caso de cambio de representante directo de un titular sin cambio de sujeto de liquidación, el nuevo representante directo aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

- a) La fecha para la que solicita el cambio.
- b) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre ajeno y por cuenta ajena.
- c) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.
- d) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

8. Aplicación de cambios normativos

El Operador del Sistema podrá realizar cambios de sujeto de liquidación o de asignación de instalaciones a unidades de programación sin el trámite de solicitud en los casos de cambios fijados en la normativa de liquidación de instalaciones de producción y en los términos que se determinen en dicha normativa.

El Operador del Sistema comunicará a los agentes afectados y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la aplicación de este apartado y el motivo en un plazo máximo de cinco días hábiles.

9. Cambio por error

En el caso de que una instalación haya sido asignada erróneamente a una unidad de programación o a un sujeto de liquidación, el Operador del Sistema procederá a subsanar el error lo antes posible. En todo caso, la fecha efectiva de cambio será posterior a la última fecha de la que exista cierre de medidas definitivo, según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación.

En estos casos, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

10. Fusiones y absorciones

Cuando un representante directo o indirecto se vea afectado por fusiones y/o absorciones, de forma que la empresa que solicita continuar con la representación no tenga el mismo CIF que el representante que ha acreditado tal condición mediante poderes notariales otorgados por los titulares, deberá presentar nuevos poderes notariales otorgados por los titulares de las instalaciones. En particular, cuando en un grupo empresarial una empresa que realiza la actividad de representación, deja de hacerlo para que asuma esa función otra empresa del grupo, se deberán presentar los poderes notariales de los titulares de la misma forma y con los mismos requerimientos y plazos que se exigen para cualquier cambio de representante.

De la misma forma, cuando una instalación actúe representada y cambie el titular, deberá presentar nuevo poder notarial otorgado por el nuevo titular. En caso de no hacerlo, el Operador del Sistema tramitará de oficio el paso al comercializador de referencia en los casos en los que sea aplicable.

PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN ACTIVA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

1. Introducción

En este documento se recogen los requisitos previos y los protocolos de las pruebas que deben ser superadas para la habilitación de proveedores en el servicio de ajuste del sistema de regulación secundaria.

2. Solicitud de habilitación para proveer el servicio de regulación secundaria

Las solicitudes de habilitación de unidades físicas de producción para la participación activa el servicio de regulación secundaria deberán ser remitidas al buzón "habilitación_serviciosdeajuste@ree.es" por el centro de control al que se encuentra adscrita la unidad física.

A efectos de la habilitación para su participación activa en el servicio de regulación secundaria, la realización de las pruebas se corresponderá con una unidad física de producción, o con un conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación, establecidas al efecto en el apartado siguiente, para la realización de las pruebas de manera conjunta. Toda referencia a unidad física de producción en este documento deberá ser entendida también como conjunto de unidades físicas que cumpla las condiciones de agregación definidas en el apartado siguiente.

3. Requisitos previos a la realización de las pruebas de habilitación

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el Operador del Sistema verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las unidades físicas de producción que soliciten la habilitación de manera conjunta, deberán cumplir las siguientes condiciones de agregación:

- Todas las unidades físicas incluidas dentro del conjunto deberán estar clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
- El conjunto de unidades físicas de producción deberá pertenecer a una misma unidad de programación y al centro de control propietario de la zona de regulación, cuyo sistema de control deberá cumplir los requisitos técnicos y funcionales recogidos en el Anexo 1 del presente documento y realizar el intercambio en tiempo real con la RCP de las señales establecidas en el Anexo 2.

b) Para que una unidad física de producción o conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación realicen las pruebas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- La tecnología deberá haber sido considerada apta, al menos en parte de su capacidad, para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
- La unidad física o conjunto de unidades físicas podrán realizar y superar las pruebas de habilitación aunque su potencia sea inferior a 10MW. No obstante lo anterior, para la participación en el servicio de ajuste la banda mínima que se podrá habilitar será de 5 MW.
- La suma de la potencia instalada del conjunto de unidades físicas que realicen las pruebas de manera conjunta no deberá ser superior a 900MW.
- La unidad física o conjunto de unidades físicas deberá superar de forma satisfactoria las pruebas descritas en el apartado 3 de este documento.

4. Pruebas para la habilitación para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

4.1 Objeto

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

4.2 Alcance

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada.

Para el análisis de la prueba se registrarán, los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

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

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

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

La expresión general del error de control de área de la zona

$$ACE_i = \frac{1}{G} \times NID_i - B_i \times (f - f_0) + CRR_i$$

Durante la prueba pasa a ser:

$$ACE_i = CRR_i$$

De esta forma, la señal de control recibida por las unidades en control será emitida totalmente por la RCP permitiendo, en el caso particular de prueba de habilitación de unidades para funcionamiento bajo control del AGC, generar tanto requerimiento nulo para estabilizar dichas unidades como un requerimiento predeterminado, por ejemplo de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

4.3 Descripción de la prueba

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

Una vez finalizada la comprobación, la zona en pruebas pasará a responder a las señales de control del sistema de pruebas y se pondrá a estado OFF en el sistema principal donde seguirá funcionando la regulación secundaria del sistema sin participación de la zona en pruebas.

A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas de producción en control de la zona tanto a subir como a bajar generación ante un requerimiento constante. Para ello, se enviará a la zona un CRR constante¹ y se registrará su respuesta hasta que la generación en control alcance su límite en el sentido del requerimiento. A continuación, se enviará un CRR de signo contrario al del caso anterior y se registrará de la misma forma la respuesta.

1. El valor del CRR a enviar se determinará en función de las unidades bajo control del AGC. Será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación.

Sí se estima necesario, previamente se estabilizará la generación en control en la zona mediante el envío de un CRR nulo.

Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del Operador del Sistema como en el AGC de la zona se restablecerá el estado de señales previo a la misma. Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades bajo control del AGC.

4.4 Condiciones de habilitación para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

El Operador del Sistema redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba. En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

- Límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera agregada, son capaces de responder al requerimiento enviado.
- Banda de regulación habilitada, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100s). Se obtendrá considerando la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para recorrer el 95% de la banda de regulación en un tiempo inferior a tres constantes de tiempo (300s).
- Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo transcurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.

5. Pruebas de evaluación de respuesta requeridas en el caso de modificación de las variables de control o condiciones de la provisión del servicio de regulación secundaria

Cualquier modificación de las variables de control de la provisión del servicio de regulación secundaria respecto a los valores registrados en las pruebas establecidas para la habilitación de proveedores deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el sujeto titular, o su correspondiente representante al objeto de que el OS pueda verificar los nuevos valores comunicados mediante la realización de las pruebas complementarias que considere oportunas a estos efectos.

Dentro de la misma zona de regulación no será necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se incluya una unidad física de producción que haya superado las pruebas de habilitación de forma individual o en la que se incluyan un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

- las unidades físicas que se incluyen en la nueva unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,
- todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

Dentro de la misma zona de regulación tampoco necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se elimine una unidad física de producción que haya superado las pruebas de forma individual o en la que se eliminen un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

- las unidades físicas que se eliminen de la unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,
- todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se eliminan de la misma unidad de programación.

El resto de variaciones en la composición de una Unidad de Programación habilitada para participar activamente en el servicio, implicará la repetición de las pruebas de habilitación.

En el caso que una unidad física no habilitada quiera pasar a ser parte de una unidad de programación habilitada. En este caso el sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada o de forma conjunta a la nueva unidad de programación que se forma.

ANEXO 1

Requerimientos centro de control

En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico de un sujeto del sistema debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9 y así, establecerse como zona de regulación de la Regulación Compartida Peninsular.

Estos requerimientos, de acuerdo a su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

- O De cumplimiento Obligatorio.
- R De cumplimiento Recomendado
- I Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

Requisitos técnicos del sistema de control del sujeto del sistema

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida: Sí No

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Sí No

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Sí No

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %

Sí No

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Sí No

R.3.b Redundancia a través de vías independientes

Sí No

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes

Sí No

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5%

Sí No

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Sí No

O.4.b Redundancia a través de vías independientes

Sí No

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes

Sí No

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE

Sí No

R3.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5%

Sí No

Requisitos funcionales del sistema de control del sujeto del sistema:

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Sí No

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemidas (recomendado 0,5):

Sí No

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Sí No

O.6.b Bloque 1 y 2 disponibles:

Sí No

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Sí No

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Sí No

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Sí No

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Sí No

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en este anexo 1:

Sí No

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del regulador Maestro de REE de acuerdo al algoritmo recogido en la Descripción Técnica de la RCP:

Sí No

Requisitos operacionales del despacho

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Sí No

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema

Sí No

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Sí No

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

ANEXO 2

Relación de señales a intercambiar en tiempo real entre RCP y zonas de regulación

1. La denominación entre paréntesis de cada señal es la utilizada en el documento "Regulación Compartida Peninsular. Descripción técnica"

2. Se entiende por límites reales los límites técnicos de cada unidad física tal y como se especifican en cada momento en el regulador de zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, etc

Enviados de zona de regulación a RCP

- Desvío generación de la zona respecto a programa (NID_i)

NID_i = NSI_i + Pli donde: NSI_i: programa de generación de la zona i

Pli: valor instantáneo de generación en la zona i

- Programa de generación de la zona (NSI_i): valor instantáneo del total de generación activa neta que corresponde a la suma del programa horario de las unidades de generación pertenecientes a una zona de regulación.

- Potencia de generación en control (PGC_i): es el valor instantáneo de la suma de generación neta activa que está bajo control del AGC de la zona de regulación i.

- Suma de límites reales² superiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGC_i (PGCSUP_i)

- Suma de límites reales² inferiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGC_i (PGCINF_i)

- Desvío de frecuencia respecto a 50 Hz. (Δf_i)

$\Delta f_i = f_{ai} - 50$ donde f_i : valor instantáneo de frecuencia local.

- Estado del regulador de la zona (ON /OFF)

- Indicador de Regulador maestro a que obedece el AGC (CECOEL o CC2)

- Generación individual de las unidades en control

- Estado de regulación de cada unidad de la zona habilitada para participar activamente en la regulación secundaria.

2. Se enviará a cada zona sus propios valores. En ningún caso se suministrarán valores relativos a otras zonas.

Enviados de RCP a zona de regulación

- Contribución modificada requerida a la regulación de la zona (MCRRi)

Señales informativas suministrables por la RCP a las zonas de regulación

- Suma de límites superiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi de la zona1 (PGCSUPi) utilizado por la RCP
- Suma de límites inferiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi de la zona3 (PGCINFi) utilizado por la RCP
- Modo de funcionamiento de la RCP (NORMAL (3)/FRECUENCIA (2)/NULO (1) / SUSPENDIDO (0))
- Estado de la RCP (ON (0) / OFF (1))
- Número de ciclos ejecutados en la hora en curso por la RCP (TCALON).
- Desvío de frecuencia respecto a 50 Hz.
- Programa de frecuencia.(fS)
- Modo /estado de funcionamiento de zona: (ACTIVA / EMERGENCIA/ INACTIVA / OFF / OFF REE)
- Constante de bias de la zona: parte correspondiente a la zona de la constante de bias asignada por ENTSOE al sistema español(Bi)
- Término de corrección de frecuencia de la zona calculado en la RCP.(Bi x \square f)
- Error de control de área de la zona calculado en la RCP (ACEi)
- Coeficiente de participación nominal de la zona en la regulación en la hora en curso (CTBCAPi)
- Reserva a bajar asignada a la zona en la hora en curso (RESDWi)
- Reserva a subir asignada a la zona en la hora en curso (RESUPi)
- Reserva a subir Total asignada en la hora en curso (RESNUP)
- Reserva a bajar Total asignada en la hora en curso (RESNDW)
- Margen suplementario a subir asignado a la zona en la hora en curso (MSSUBi)
- Margen suplementario a bajar asignado a la zona en la hora en curso (MSBAJi)
- Coeficiente de participación de la zona en el ciclo (KLIMITADOi)
- Requerimiento total de la regulación en el ciclo (PRR)
- Programa de intercambio con Francia (NSIF)
- Desvío de intercambio con Francia (NIDF)
- Programa de intercambio con Portugal (NSIP)
- Desvío de intercambio con Portugal (NIDP)
- Programa de intercambio con Marruecos (NSIM)
- Desvío de intercambio con Marruecos (NIDM)

**PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN
TERCIARIA Y DE GESTIÓN DE DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO**

1. Introducción

En este documento se recogen los requisitos previos y los protocolos de las pruebas que deben ser superadas para la habilitación de proveedores en los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.

2. Solicitud de habilitación para proveer los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo

Las solicitudes de habilitación de unidades físicas de producción como proveedoras de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo deberán ser remitidas al buzón "habilitación_serviciosdeajuste@ree.es", por el centro de control al

que se encuentra adscrita la unidad física que desea ser habilitada como proveedora de estos servicios.

A efectos de la habilitación de proveedores en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos, la unidad a habilitar que solicite la realización de las pruebas se corresponderá con una unidad física de producción, o con un conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación, establecidas al efecto en el apartado siguiente, para la realización de las pruebas de manera conjunta.

Toda referencia a unidad física de producción en este documento deberá ser entendida también como conjunto de unidades físicas que cumpla las condiciones de agregación definidas en el apartado siguiente.

A los efectos de lo establecido en este procedimiento, se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquellas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.6, b.7 y b.8 y aquellas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior,.

3. Requisitos previos a la realización de las pruebas de habilitación

Con carácter previo a la realización de las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, el Operador del Sistema verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las unidades físicas de producción que soliciten la realización de las pruebas de habilitación de manera conjunta, deberán cumplir las siguientes condiciones de agregación:

- Todas las unidades físicas incluidas dentro del conjunto deberán estar clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, grupo que no podrá corresponder a una tecnología térmica, sin perjuicio de lo establecido en el apartado siguiente.

- Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, podrán formar una agregación si todas ellas están clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y de manera agregada tienen una potencia superior a 1 MW.

- El conjunto de unidades físicas de producción deberá pertenecer a una misma unidad de programación y a un mismo centro de control.

b) Para que una unidad física de producción o conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación realicen las pruebas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- La tecnología deberá haber sido considerada apta, al menos en parte de su capacidad, para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

- La unidad física o conjunto de unidades físicas podrán realizar y superar las pruebas de habilitación aunque su potencia sea inferior a 10MW. No obstante lo anterior, para la participación en el servicio de ajuste correspondiente la capacidad de oferta que aporte la unidad de programación para la prestación de estos servicios no deberá ser inferior al valor mínimo que esté establecido en la regulación de aplicación vigente.

- La suma de la potencia instalada del conjunto de unidades físicas que realicen las pruebas de manera conjunta no deberá ser superior a 1000MW.

- Toda la información estructural y en tiempo real recogida en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema (P.O. 9), deberá haber sido suministrada al Operador del Sistema.

4. Realización de las pruebas para la habilitación de la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo

4.1 Consideraciones generales

Las pruebas de habilitación para participar en estos servicios de ajuste se realizarán sobre la base de los programas de entrega de energía que habrán sido previamente establecidos, para la correspondiente unidad física, por el sujeto titular, o por su representante correspondiente, mediante su participación en los diferentes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor del programa de entrega de energía resultante de la asignación de las ofertas presentadas para la provisión del correspondiente servicio de ajuste del sistema.

El OS utilizará las telemedidas de las entregas de energía en tiempo real de la correspondiente unidad física, para verificar la correcta realización de las pruebas.

La habilitación como proveedor en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo se realizará mediante la aplicación de un único conjunto de pruebas, determinándose para cada unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta, los valores máximos de oferta disponibles para cada uno de estos dos servicios, -regulación terciaria y gestión de desvíos generación-consumo-, teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas de energía de la unidad física, registrada durante las pruebas de habilitación realizadas.

La ejecución de las pruebas destinadas a la habilitación de una unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta para la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular, o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

4.2 Pruebas de evaluación de respuesta requeridas para la habilitación de proveedores en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.

Para la habilitación de una unidad física, como proveedora del servicio de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, la unidad física, además de cumplir con todos los requisitos técnicos y de comunicación de información indicados en el apartado 3, deberá superar con éxito las pruebas específicas de habilitación recogidas en este apartado.

Según lo establecido en los procedimientos de operación por los que se establecen los servicios de gestión de desvíos generación-consumo (P.O. 3.3) y de regulación terciaria (P.O. 7.3), las unidades proveedoras del servicio de regulación terciaria y del servicio de gestión de desvíos generación-consumo deberán tener un tiempo de respuesta tal que puedan cumplir los programas de entrega de energía que le sean asignados en las correspondientes sesiones de los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo en las que hayan participado. Este tiempo máximo de respuesta está establecido en un valor de 15 minutos, en el caso del servicio de regulación terciaria, y en el caso del servicio de gestión de desvíos generación-consumo, en un valor de 30 minutos.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control al que esté adscrito la unidad física, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización, estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

4.2.1 Definición de potencia máxima.

La potencia máxima de las instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, a los efectos de este procedimiento, se define como la potencia máxima teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia será la potencia máxima producible declarada al OS en virtud de lo establecido en el anexo II del

procedimiento de operación de información intercambiada por el operador del sistema (P.O. 9).

Para el resto de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos la potencia máxima será la potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

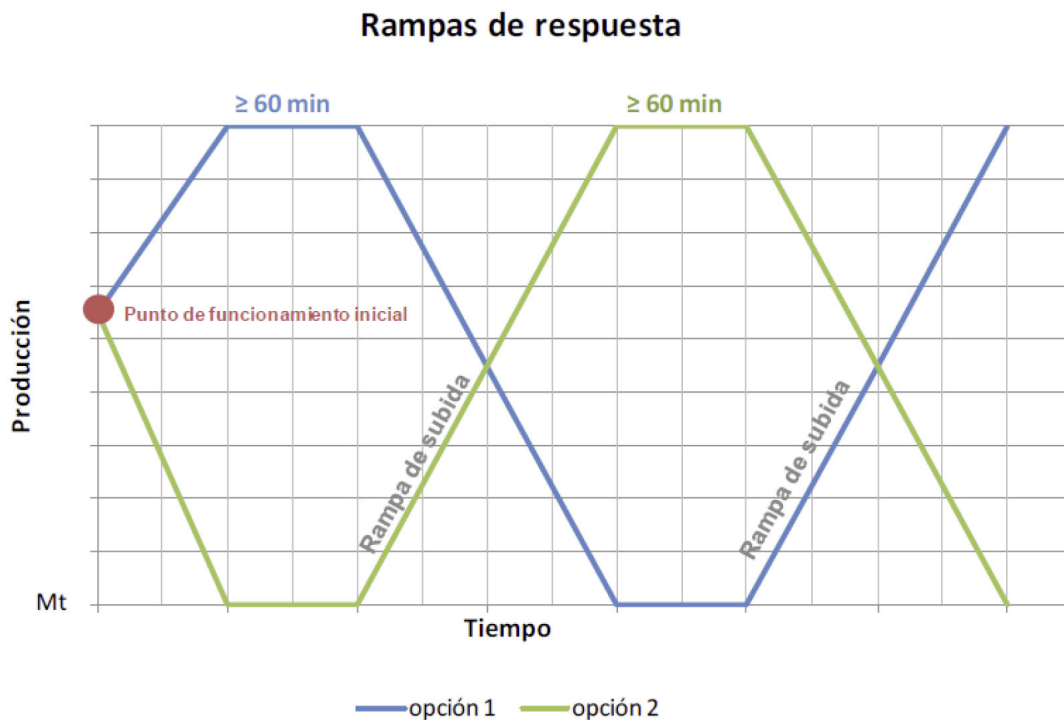
Con el fin de determinar la capacidad de regulación y los tiempos de arranque en frío y en caliente de la unidad física, se llevarán a cabo las siguientes pruebas para la habilitación de la unidad física como proveedora de los servicios de gestión de desvíos generación-consumo y de regulación terciaria:

4.2.2 Prueba de rampas de respuesta frente a incremento y reducción de potencia, y verificación de las potencias máxima y mínima disponibles.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá programar, mediante su participación en los mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, un perfil de generación como el que se refleja en la gráfica nº 1 (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 de la unidad física y, en el caso de unidades físicas de tecnología térmica, iguales o superiores al valor de mínimo técnico de la unidad física.

El centro de control al que esté adscrita la unidad física deberá comunicar al OS las horas en las que la unidad física ha establecido un programa de entrega de energía específicamente destinado para la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas.



Gráfica nº 1

Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1:

Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 de la unidad física y, en el caso de las unidades físicas de tecnología térmica, igual o superior al valor de mínimo técnico de dicha unidad física, la unidad física incrementará su producción lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor

de su potencia máxima. La potencia máxima deberá mantenerse al menos durante 60 minutos, salvo en el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, donde se mantendrá un tiempo de, al menos, 15 minutos.

En el caso de los conjuntos de unidades físicas, clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 ó b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que hayan solicitado su habilitación de manera conjunta para participar en estos mercados, el valor de potencia máxima definida en el apartado 4.2 deberá ser coherente con la telemida enviada para el correspondiente conjunto de unidades físicas, y que no deberá ser en ningún caso inferior al 25% de la suma de las potencias instaladas del conjunto de unidades físicas que han solicitado su habilitación de manera conjunta para la provisión de los servicios de gestión de desvíos generación-consumo y de regulación terciaria.

A continuación se programará una bajada de carga hasta cero o, en caso de unidades físicas de tecnología térmica, el valor del mínimo técnico de la unidad física. Esta bajada de carga se efectuará lo más rápidamente posible. En el caso de instalaciones de tecnología térmica se mantendrá el valor del mínimo técnico durante, al menos, un tiempo de 60 minutos. Para el resto de tecnologías se mantendrá el valor de 0 MW durante 15 minutos.

Posteriormente, se incrementarán de nuevo las entregas de energía hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, momento en el que se considerará ya finalizada la prueba.

La velocidad de respuesta en todas las anteriores modificaciones de programa deberá ser la más rápida posible.

El perfil del programa de entregas de energía deberá ser gestionado en los correspondientes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, por parte del sujeto titular de la unidad física, o por su correspondiente representante, sin intervención alguna del Operador del Sistema.

Con los resultados de las pruebas de habilitación y mediante las telemidas enviadas al OS por el centro de control al que está adscrita la unidad física, se determinarán las rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su mínimo técnico y su potencia máxima, definida en el apartado 4.2.1.

El valor mínimo de variación de potencia en 15 minutos de rampa de subida y el valor mínimo de variación de potencia en 15 minutos de rampa de bajada, registrados en esta prueba en todo el rango de potencias comprendidas entre el mínimo técnico y la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, o suma de potencias máximas, se incorporarán en la Base de Datos del OS como valores de capacidad máxima de la unidad física en todo el rango de potencias, desde 0 MW o mínimo técnico, según corresponda, hasta la potencia instalada, para su participación como proveedor en el servicio de regulación terciaria.

El valor mínimo de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor mínimo de variación de potencia en ese mismo tiempo de rampa de bajada, registrados en esta prueba en todo el rango de potencias comprendidas entre el mínimo técnico y la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, o suma de potencias máximas, se incorporarán en la Base de Datos del OS como valores de capacidad máxima de la unidad física en todo el rango de potencias, desde 0 MW o mínimo técnico, según corresponda, hasta la potencia instalada, para su participación como proveedor en el servicio de gestión de desvíos generación-consumo.

4.2.3 Prueba para la determinación del tiempo de arranque en frío y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima.

Esta prueba deberá ser realizada por todas las unidades físicas y conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta correspondientes a tecnologías térmicas.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Para la realización de esta prueba será necesario que la correspondiente unidad física tenga establecido un programa nulo de entrega de energía durante un periodo de al menos 8 horas consecutivas. El centro de control al que esté adscrito dicha unidad física deberá

comunicar al OS el periodo de al menos 8 horas de duración, en el que desean sea realizada la prueba de arranque en frío de la correspondiente unidad física.

Dentro de este periodo de 8 ó más horas con programa nulo, una vez que la unidad física haya permanecido desacoplada de la red durante al menos 5 horas, el OS, sin previo aviso, requerirá el arranque de dicha unidad física y comprobará los tiempos transcurridos desde la emisión de su instrucción hasta el momento en el que la instalación comience a entregar energía a la red. El OS verificará también los tiempos transcurridos hasta alcanzar las entregas de energía el valor de su mínimo técnico, primero, y el valor de su potencia máxima, después, verificando estos tres tiempos (tiempo de arranque en frío, tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico, y tiempo de subida de carga hasta la potencia máxima) con las telemidas recibidas del centro de control al que está adscrita la correspondiente unidad física.

Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, el OS considerará como tiempo de arranque en frío el tiempo transcurrido desde la emisión de la instrucción hasta el momento en el que la potencia total entregada por la agregación supere el valor de 1 MW y se considerará el tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico como nulo.

4.2.4 Prueba para la determinación del tiempo de arranque en caliente y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima.

Esta prueba deberá ser realizada por todas las unidades físicas y conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta correspondientes a tecnologías térmicas.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Para la realización de esta prueba será necesario que la unidad física tenga establecido un programa de producción nulo durante un periodo de al menos 2 horas. El centro de control al que esté adscrito dicha unidad física deberá comunicar al OS el periodo específico de al menos 2 horas de duración, en el que deseen realizar esta prueba de determinación del tiempo de arranque en caliente y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima, para la correspondiente unidad física.

Dentro de este periodo de 2 o más horas con programa nulo, antes de que la unidad física haya permanecido desacoplada durante 5 horas, el OS, sin previo aviso, requerirá el acoplamiento de la unidad física correspondiente y comprobará los tiempos transcurridos desde la emisión de su instrucción hasta el momento en el que la instalación comience a entregar energía a la red. El OS verificará también los tiempos transcurridos hasta alcanzar las entregas de energía el valor de su mínimo técnico, primero, y el valor de su potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, después, verificando estos tres tiempos (tiempo de arranque en caliente, tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico, y tiempo de subida de carga hasta la potencia máxima) con las telemidas recibidas del centro de control al que está adscrita la correspondiente unidad física.

Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, el OS considerará como tiempo de arranque en caliente el tiempo transcurrido desde la emisión de la instrucción hasta el momento en el que la potencia total entregada por la agregación supere el valor de 1 MW y se considerará el tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico como nulo.

4.2.5 Pruebas de seguimiento de las instrucciones del operador del sistema.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS podrán ser únicamente programadas una vez ya realizadas, y finalizadas de forma satisfactoria, las pruebas de rampas de respuesta frente a incremento y reducción de potencia, y de verificación de las potencias máxima y mínimo técnico disponibles, y también las pruebas de determinación del tiempo de arranque en frío, y tiempos de subida de carga hasta el mínimo técnico y hasta potencia máxima, así como las pruebas de arranque en caliente y de subida de carga

posterior hasta el mínimo técnico y hasta potencia máxima, en los casos en los que estas últimas pruebas sean también de aplicación.

Las pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS se realizarán dentro de una ventana temporal de 72 horas, ventana que estará específicamente destinada a la realización de estas pruebas de seguimiento, y que será fijada por el Operador del Sistema, no pudiendo coincidir, ni siquiera parcialmente, con otras ventanas temporales que pudieran establecerse para la realización de pruebas para la habilitación de la misma unidad física, o conjunto de unidades físicas que han solicitado su habilitación de manera conjunta, como proveedor en otro servicio de ajuste del sistema.

Para la realización de estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS, la unidad física deberá tener establecido un programa de entregas de energía de un valor no nulo y, en el caso de unidades físicas de tecnología térmica, superior al valor de su mínimo técnico, al menos durante el 25% de las horas de la ventana temporal establecida por el OS para la realización de estas pruebas de seguimiento de instrucciones, de forma tal que permita al OS solicitar las reducciones e incrementos de las entregas de energía necesarios para comprobar y registrar la capacidad de provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo de dicha unidad física.

En el caso de las instalaciones renovables clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la energía programada para la unidad física, para el periodo de 72 horas destinado a la realización de las pruebas de seguimiento, no podrá ser inferior al 10 % del valor de su entrega máxima teórica de energía, entendiéndose como tal la entrega de energía que se produciría si la unidad física funcionase de forma continua durante el tiempo de desarrollo de las pruebas a un valor igual a su potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Para el resto de unidades físicas de producción, el OS podrá solicitar la modificación del programa de entregas de energía de la unidad física con un horizonte de 24 horas, para la realización de las pruebas de habilitación, respetando en todo momento las limitaciones de potencia máxima y el valor de mínimo técnico declarados para la correspondiente unidad física.

Los programas de entrega de energía necesarios para la realización de estas pruebas los deberá establecer el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, siempre que sea posible mediante participación en los mercados organizados, y/o a través de contratación bilateral con entrega física, como condición previa para posibilitar la realización de las correspondientes pruebas. En el caso de que dicha programación de energía no sea posible, por causas ajenas al propio sujeto titular, o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

La ejecución de estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS se efectuará teniendo en cuenta las necesidades del sistema eléctrico, tratando en todo lo posible de que la modificación de las entregas de energía no dé lugar a desvíos contrarios a las necesidades de balance del sistema eléctrico en ese mismo periodo.

Con el fin de comprobar la capacidad de la unidad física para la provisión efectiva del servicio de gestión de desvíos generación-consumo, se llevará a cabo la siguiente prueba:

- Dentro de la ventana temporal de 72 horas, en el primer cuarto de un periodo horario, sin previo aviso, el OS solicitará telefónicamente, a través del centro de control al que está adscrita dicha unidad física, una determinada reducción o incremento de potencia que afectará a periodo horario inmediato siguiente. El sentido de la instrucción dependerá del punto de funcionamiento en el que se encuentre la unidad física, del programa de producción para ella establecido, de la potencia máxima, y de las necesidades de energía de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

- El valor del nuevo punto de funcionamiento solicitado por el OS será el equivalente a sumar o restar al programa total de la unidad física el valor de su capacidad de variación de potencia en el intervalo de tiempo de 30 minutos, en rampa de subida o de bajada, según corresponda, sin llegar a superar, en ningún caso, el valor de potencia máxima de dicha unidad física, a la vez que se respeta el valor de mínimo técnico de dicha unidad física. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, el punto de funcionamiento solicitado por el OS no

superará en ningún caso el valor de potencia máxima, de acuerdo con el recurso primario correspondiente, definida en el apartado 4.2.1.

- La unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, deberá cumplir la orden solicitada por el OS en el periodo horario inmediato siguiente, con un error inferior al $\pm 10\%$, estando definido el valor de dicho error como la diferencia entre la energía real entregada en la hora siguiente y el nuevo valor del programa de entrega de energía asociado a la instrucción emitida por el OS, dividiendo la diferencia resultante entre el nuevo valor del programa de entrega de energía. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, si el punto de funcionamiento solicitado provoca vertidos de energía primaria, al instalación deberá únicamente cumplir la orden solicitada por el OS durante 15 minutos.

- Una vez transcurrido el periodo para el cual el OS ha solicitado la modificación de programa, la unidad física retomará el programa de entregas de energía que tuviera previsto.

- Posteriormente, dentro de la misma ventana temporal de 72 horas de la prueba, el OS emitirá una instrucción análoga pero de sentido contrario a la instrucción anteriormente descrita, instrucción que afectará al periodo horario inmediato siguiente. La diferencia entre la energía real entregada en la hora siguiente y el nuevo valor del programa de entrega de energía asociado a esta nueva instrucción emitida por el OS, deberá representar, también en este caso, un error inferior al $\pm 10\%$.

Con el fin de comprobar la capacidad de la unidad física para la provisión efectiva del servicio de regulación terciaria, se llevará a cabo la siguiente prueba:

- Dentro de la ventana temporal de 72 horas, sin previo aviso, el OS solicitará telefónicamente, a través del centro de control al que esté adscrita la unidad física, una reducción o un incremento de su potencia. El sentido de la instrucción dependerá del punto de funcionamiento en el que se encuentre la unidad física, del programa de producción para ella establecido, de la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 y de las necesidades de energía de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

- El valor del nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS será el equivalente a sumar o restar al programa total de la unidad física el valor de su capacidad de variación de potencia en 15 minutos en rampa de subida o de bajada, según corresponda, sin llegar a superar, en ningún caso, el valor de potencia máxima de dicha unidad física definida en el apartado 4.2.1. y, en el caso de unidades físicas térmicas, respetará además, el valor de mínimo técnico de dicha unidad física. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 ó b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS no superará en ningún caso el valor de potencia máxima definida en el apartado 4.2.1.

- La unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, deberá cumplir la instrucción emitida por el OS en no más de 15 minutos, y deberá mantener el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, al menos, hasta la finalización del periodo horario en el que se deberá haber hecho efectiva la modificación de su punto de funcionamiento a solicitud del Operador del Sistema. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, si el punto de funcionamiento solicitado provoca vertidos de energía primaria, la instalación deberá únicamente cumplir la orden solicitada por el OS durante 15 minutos.

- Se considerará que la instrucción emitida por el OS ha sido cumplida en 15 minutos si, inmediatamente después de pasado este tiempo desde la emisión de dicha instrucción por el OS, la entrega de energía de la correspondiente unidad física, o del conjunto de unidades físicas, en su caso, es igual al nuevo valor de programa requerido para la unidad física, o para el conjunto de unidades físicas, en su caso, con un margen de un $\pm 10\%$.

- Una vez la unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, esté cumpliendo con el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, el OS podrá emitir una instrucción de cancelación de dicha instrucción antes de transcurrida una hora desde su emisión, devolviendo la unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, a su punto de funcionamiento anterior. La unidad física deberá retomar, en ese caso, su programa previo, en no más de 15 minutos.

- Durante el periodo de tiempo que se mantenga la instrucción emitida por el OS para la modificación del punto de funcionamiento de la unidad física, o conjunto de unidades físicas, en su caso, la diferencia entre la energía real entregada y el valor del programa correspondiente al nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, deberá ser inferior a un $\pm 10\%$ en valor absoluto. La unidad física retomará el programa que tuviera previsto, al finalizar el periodo horario en el que se deberá haber hecho efectiva la modificación de su punto de funcionamiento a solicitud del Operador del Sistema, en caso de no haber emitido éste una cancelación previa de la instrucción anteriormente comunicada.

- Posteriormente, dentro de la misma ventana temporal de 72 horas, el OS emitirá una instrucción análoga pero de sentido contrario a la descrita en el párrafo anterior. Se considerará que la instrucción emitida por el OS ha sido cumplida en 15 minutos, si inmediatamente después de pasado este tiempo desde la emisión de dicha instrucción por el OS, la entrega de energía de la correspondiente unidad física, o del conjunto de unidades físicas, en su caso, es igual al nuevo valor de programa requerido para la unidad física, o para el conjunto de unidades físicas, en su caso, con un margen de un $\pm 10\%$.

Pruebas de evaluación de respuesta requeridas en el caso de modificación de las variables de control o condiciones de la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos

Cualquier modificación de las variables de control de la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, respecto a los valores registrados en las pruebas establecidas para la habilitación de proveedores en estos servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el sujeto titular, o su correspondiente representante al objeto de que el OS pueda verificar los nuevos valores comunicados mediante la realización de las pruebas complementarias que considere oportunas a estos efectos.

No será necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se incluya una unidad física de producción que haya superado las pruebas de habilitación de forma individual o en la que se incluyan un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

- las unidades físicas que se incluyen en la nueva unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,
- todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

Las rampas de respuesta serán modificadas a partir de las rampas de la unidad física o unidades físicas incorporadas a la unidad de programación.

No será tampoco necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se elimine una unidad física de producción que haya superado las pruebas de forma individual o en la que se eliminen un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

- las unidades físicas que se eliminan de la unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,
- todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se eliminan de la misma unidad de programación.

Las rampas de respuesta serán modificadas a partir de las rampas de la unidad física o unidades físicas eliminadas de la unidad de programación.

El resto de variaciones en la composición de una Unidad de Programación habilitada para un determinado servicio, implicará la repetición de las pruebas de habilitación.

En el caso que una unidad física no habilitada quiera pasar a ser parte de una unidad de programación habilitada. En este caso el sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada o de forma conjunta a la nueva unidad de programación que se forma.

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.
Más información en info@boe.es