

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**8813** *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.*

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

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

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece que los titulares de instalaciones de régimen especial en tarifa deberán participar en el mercado directamente o a través de un representante que no podrá ser el distribuidor, de acuerdo con un periodo transitorio que se desarrolla en tres fases.

Por otra parte, establece también nuevas condiciones para la participación en el mercado del régimen especial, entre ellas las relativas a liquidación de costes de los desvíos, exención del coste de desvíos para determinadas instalaciones, liquidación de la tarifa por un método de diferencias con la liquidación del mercado, liquidación de las primas por un método de referencia a un precio de mercado, participación del régimen especial en servicios de ajuste del sistema, intercambios de información entre representantes, Operador del mercado Ibérico, Polo Español, Operador del Sistema y Comisión Nacional de Energía y separación completa de la liquidación del distribuidor entre la energía para consumo a tarifa y la energía para régimen especial en tarifa con representante distribuidor.

La incorporación al mercado de un elevado número de instalaciones de régimen especial y las nuevas condiciones de liquidación y de participación requiere una revisión de los procedimientos de operación para desarrollar en detalle lo establecido en el citado Real Decreto 661/2007, necesidad que fue recogida en la Disposición adicional undécima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.

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

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema P.O. 1.6, P.O. 3.1, P.O. 3.2, P.O. 3.3, P.O. 3.7, P.O. 7.2, P.O. 7.3 y P.O. 9,

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

Primero.–Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema», P.O. 3.1: «Programación de la generación», P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas», P.O. 3.3: «Gestión de desvíos generación – consumo», P.O. 3.7: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable», P.O. 7.2: «Regulación secundaria», P.O. 7.3: «Regulación

terciaria» y P.O. 9: «Información intercambiada por el Operador del Sistema», que se insertan a continuación.

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

Tercero.–A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los siguientes procedimientos de operación del sistema eléctrico:

P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema», aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales de 30 de julio de 1998.

P.O. 3.1: «Programación de la generación», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 26 de junio de 2007.

P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 26 de junio de 2007.

P.O. 3.3: «Gestión de desvíos generación – consumo», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 3.7: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 4 de octubre de 2006.

P.O. 7.2: «Regulación secundaria», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 7.3: «Regulación terciaria», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 9: «Información intercambiada por el Operador del Sistema», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 16 de octubre de 2006.

Madrid, 18 de mayo de 2009.–El Secretario de Estado de Energía, Pedro Luis Marín Uribe.

## ÍNDICE

P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema».

P.O. 3.1: «Programación de la generación».

P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas».

P.O. 3.3: «Gestión de desvíos generación-consumo».

P.O. 3.7: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable».

P.O. 7.2: «Regulación secundaria».

P.O. 7.3: «Regulación terciaria».

P.O. 9: «Información intercambiada por el operador del sistema».

### **P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema»**

#### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir los planes que se deben establecer para garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema y para llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

#### 2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica a:

El operador del sistema (OS).

Las empresas propietarias de instalaciones de la red gestionada por el OS (RG).

Los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.

Las empresas propietarias de grupos generadores conectados a la RG y, en lo que se refiere a los planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia y planes de desconexión de generación por máxima frecuencia, a todas las instalaciones de generación acopladas al Sistema Eléctrico Peninsular, con independencia de su potencia o punto de conexión.

### 3. *Establecimiento de los planes de seguridad*

El OS deberá establecer, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, los planes de actuación que permitan hacer frente, de forma sistemática y coherente, a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema.

Los planes de actuación, en función del objetivo perseguido, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

3.1 Planes de Salvaguarda.—El OS establecerá Planes de Salvaguarda en todos aquellos casos en los que sea necesario para prevenir el desencadenamiento de incidentes que puedan tener una repercusión notable en el suministro o sobre los grupos generadores.

La necesidad de establecer Planes de Salvaguarda se basará en el análisis de las contingencias contempladas en los Criterios de Seguridad de la operación del sistema (P.O. 1.1) y en la valoración de las repercusiones que podrían tener sobre el sistema.

En estos Planes de Salvaguarda se identificarán las acciones correctivas post-contingencia que deberían tomar los operadores para devolver el sistema a la condición de funcionamiento normal. Establecerán también las acciones preventivas que será necesario adoptar a priori, en los casos en los que las repercusiones puedan ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la zona).

3.2 Planes de Emergencia.—El objetivo de los Planes de Emergencia es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes, una vez que se han producido éstos.

El OS establecerá los correspondientes planes de Emergencia que podrán incluir tanto la actuación de automatismos como la adopción de medidas específicas de operación.

Entre los primeros se pueden destacar los siguientes:

Planes de teledisparo de instalaciones de generación:

El OS establecerá planes para el teledisparo de instalaciones de generación en aquellas zonas excedentarias de potencia en las que determinadas contingencias que afecten a ejes de interconexión con otras áreas, puedan provocar sobrecargas importantes en los restantes ejes de interconexión, o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

La decisión última con relación a la instalación del teledisparo de instalaciones de generación queda en manos de los propietarios de estas instalaciones. En cualquier caso, tanto los costes derivados de la instalación del teledisparo como, en su caso, las posibles implicaciones que sobre el funcionamiento de la instalación de generación tuviera su no instalación serán asumidos por los propietarios de estas instalaciones.

Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia:

El OS establecerá los planes de deslastre de cargas necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los planes de deslastre de cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y deslastrando, a valores inferiores de frecuencia, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:

- 49.5 Hz: 50% de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49.3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48.7 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48.4 Hz: 10% de la carga total real del sistema.
- 48.0 Hz: 10% de la carga total real del sistema.

En ningún caso será admisible la reconexión automática de la carga. Dicha reconexión se realizará siguiendo las instrucciones del OS.

Las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de generación deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia, por lo que éstos sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, temporizado con 3 segundos, como mínimo.

Análogamente el OS establecerá medidas específicas de operación con el objetivo de minimizar el alcance y la extensión de los incidentes. Entre estas medidas cabe destacar las siguientes:

- Redespachos de generación.
- Aplicación del Sistema de Interrumpibilidad.
- Modificación o anulación de los programas de Intercambios internacionales.

Planes de desconexión de generación por máxima frecuencia:

El OS establecerá los planes de desconexión de generación necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de desconexión escalonada de generación por máxima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de la generación que permita recuperar el equilibrio entre generación y demanda.

Con el fin de recuperar la controlabilidad del sistema y la predictibilidad de su comportamiento en una situación en la que está fuera de su punto de equilibrio se realizará la desconexión de la generación no gestionable de instalaciones de potencia instalada igual o mayor de 10 MW de acuerdo con los siguientes escalones, sin ningún tipo de temporización:

- 50.5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 51 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.

El OS determinará las instalaciones que deben desconectar en cada escalón.

En ningún caso estas instalaciones de generación se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus Centros de Control.

Todas las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor de 10 MW desconectarán con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Las instalaciones de generación de régimen especial gestionable deberán desconectar cuando la frecuencia supera el valor de 51 Hz, y las instalaciones de producción de régimen ordinario no desconectarán mientras la frecuencia no supere los 51,5 Hz.

**3.3 Planes de reposición del servicio.**—Los Planes de reposición tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado cortes de mercado.

Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

El OS desarrollará y mantendrá actualizados los Planes de Reposición del sistema eléctrico, que deberán ser conocidos y aplicados, en su caso, por los operadores de los centros de control implicados. Asimismo, el OS será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición del servicio que tengan lugar.

En el caso de producirse un incidente zonal o nacional, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición rápida del servicio, conforme a las indicaciones establecidas en los Planes de Reposición correspondientes y bajo la dirección del OS.

### **P.O. 3.1: «Programación de la generación»**

#### *1. Objeto*

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

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

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario base de funcionamiento (PDBF).
- b) El programa diario viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

#### *2. Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

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

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

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

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

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

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

#### 4. Definiciones

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

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

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

4.4 Programa horario final (PHF).—Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

4.5 Programa horario operativo (P48).—Es el programa operativo de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

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

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

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

b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

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

4.7 Desvíos generación-consumo.—Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias importantes entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular

español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

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

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

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

Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física 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. Un vez autorizado un sujeto nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta.

El sistema de nominación indirecta aplicará, entre otros casos, para la nominación de los contratos bilaterales con entrega física derivados del ejercicio de las opciones adjudicadas en las Subastas de Emisiones Primarias de Energía (SEP), cuando sea determinado por Resolución Ministerial que el ejercicio de las opciones sea por entrega física. En este caso, a efectos de la nominación indirecta de los programas de energía, se considera que la Entidad Agregadora de las Subastas de Emisiones Primarias (EASEP) forma parte de los contratos bilaterales con entrega física (CBEP) conforme a los acuerdos que se establezcan entre esta entidad y los SM autorizados para participar en las Subastas de Emisiones Primarias.

Asimismo, el sistema de nominación indirecta podrá ser también utilizado para el resto de contratos bilaterales con entrega física, siempre que el SM cumpla además todos los requisitos previos de comunicación de autorizaciones establecidos a estos efectos.

En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

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

## 5. Programación previa al día de operación

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

5.2 Establecimiento de los contratos bilaterales para la nominación del ejercicio de las opciones adjudicadas en las subastas de emisiones primarias de energía:

Mensualmente, con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de cada mes, la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP) comunicará al OS:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



emisiones primarias de energía, o de la transferencia bilateral posterior de dichas opciones.

El OS verificará que los CBEP asociados al ejercicio de opciones de compra de energía primaria son nominados para cada período de programación por un valor no superior a la potencia máxima del correspondiente CBEP en dicho período. 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.

5.4 Integración de los contratos bilaterales firmados por empresas distribuidoras o comercializadoras de último recurso en el marco de las subastas CESUR, para el suministro a tarifa o suministro de último recurso en el territorio peninsular.

5.5 Nominación de los contratos bilaterales firmados por empresas distribuidoras o comercializadoras de último recurso derivados de las subastas CESUR (CBCESUR).—Tras la realización de cada subasta, una vez que ésta ha sido aprobada por la CNE, y con una antelación no inferior a seis días hábiles respecto al primer día de entrega de la energía asignada en la subasta, las empresas distribuidoras o comercializadoras de último recurso participantes en las subastas CESUR o, cuando corresponda, la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED), comunicarán al OS:

La relación de los SM a los que se les ha adjudicado en dicha subasta la venta de energía para el suministro mediante contratación bilateral a los distribuidores o comercializadores de último recurso, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identificación Code (EIC)

El valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor o SM vendedor-comercializador de último recurso en cada período de programación del período de entrega de energía cubierto por dicha subasta (en caso de que sólo sea subastado el producto de tipo carga base, se comunicará un único valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor o SM vendedor-comercializador de último recurso para todo el período de entrega de energía cubierto por dicha subasta).

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

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

Los CBCESUR tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la empresa distribuidora o comercializadora de último recurso o cuando corresponda por la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED) al OS para cada pareja distribuidor-SM vendedor o comercializador de último recurso-SM vendedor y tendrán validez durante el período comunicado por la empresa distribuidora o comercializadora de último recurso o cuando corresponda por la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED), pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas

comunicaciones de la empresa distribuidora o comercializadora de último recurso o cuando corresponda de la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED), manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBCESUR utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPGCESUR) para el SM vendedor, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del operador del sistema. El alta de estas UPGCESUR 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 empresa distribuidora o comercializadora de último recurso o cuando corresponda de la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED) se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPGCESUR para el periodo de validez al que se refiere la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la empresa distribuidora o comercializadora de último recurso o cuando corresponda por la entidad gestora de la subasta de contratos bilaterales CESUR (EGSED) será rechazada.

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

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

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

En caso de que, tras la realización de la nominación definitiva de CBCESUR, el SM distribuidor o comercializador de último recurso (o la entidad que, en su caso, actúe en nombre del SM distribuidor o comercializador de último recurso como responsable de la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas a estos contratos) comunique al OS la cancelación de un contrato CBCESUR con un SM, el OS, en un plazo máximo de 3 días hábiles, dará de baja el correspondiente CBCESUR. Esta cancelación afectará al periodo restante de vigencia del CBCESUR.

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

5.6 Subasta explícita diaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e Intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión.—Dos días hábiles antes del día de suministro, antes de las 16:00 h, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

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

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España y en las Reglas Conjuntas de Asignación de Capacidad en la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de las 7:45 h del día D-1, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad adjudicados en las subastas explícitas anuales y/o mensuales realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos para la asignación de capacidad de intercambio en dicha interconexión.

La falta de notificación de uso de la capacidad adjudicada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una renuncia a los derechos físicos de capacidad previamente asignados. Este proceso será paralelo al proceso de notificación de uso ante el operador del sistema eléctrico francés que se realizará en el sistema eléctrico vecino.

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

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

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los OS aplicarán la regla «usado o perdido», a las capacidades asignadas en horizonte anual y/o mensual, cuyo uso no ha sido correctamente notificado. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de las 08:15 h del día D-1, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

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

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

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

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

sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario.

5.7 Transferencia del programa de las Unidades de programación Genéricas en el PDBF.—El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas (UPG/UPGCESUR) de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de la obligación establecida en la Disposición Transitoria segunda de la Orden ITC 400/2007, los siguientes tipos de transacciones:

Contratos bilaterales con entrega física entre una Unidad de Programación Genérica y una o más unidades de programación física del mismo sujeto titular o de otro sujeto titular con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de Unidades de Oferta Genéricas asociadas a estas Unidades de Programación Genéricas.

Contratos bilaterales con entrega física entre Unidades de Programación Genéricas.

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

5.8 Publicación de información previa al MD.—Con una antelación no inferior a una hora respecto al cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del Operador del Mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas fronteras en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC).

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

5.9 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.

5.10 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.—Con una antelación no inferior a seis días hábiles respecto al primer día de entrega de la energía asignada en cada subasta CESUR para el suministro mediante contratación bilateral a distribuidores o comercializadores de último recurso:

El OS recibirá de las empresa distribuidoras o comercializadora de último recursos o cuando corresponda de la EGSED la información correspondiente de los programas de los CBCESUR, contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la Unidad de Programación Genérica (UPGCESUR) de cada SM vendedor y la Unidad de Programación de adquisición de energía de cada distribuidor o comercializador de último recurso. Estos programas, una vez validados por el Operador del Sistema, y transcurridos los plazos de

presentación de posibles discrepancias por los correspondientes SM establecidos en este mismo procedimiento, devendrán en una nominación firme de programas.

Con una antelación no inferior a las 20:30 horas del día D-2:

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

Antes de las 7:45 horas del día D-1:

El OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados en las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Físicas o Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional de su titularidad autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de las 8:45 horas del día D-1, 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 y CBCESUR, 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.

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

Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

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

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

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

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.

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

Antes de las 09:45 horas, el OS portugués, en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM la siguiente información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física:

Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas coordinadas entre ambos OS.

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

La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP y CBCESUR.

Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Francia-España derivadas del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas anuales y/o mensuales.

Contratos bilaterales internacionales con entrega física en la interconexión Francia-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en la subasta diaria que hayan comunicado dicho contrato bilateral al OS con anterioridad al mercado diario.

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

5.12 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM.—Antes de las 11:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada período de programación.

5.13 Recepción de nominaciones tras el MD.—Antes de las 11:00 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico peninsular español, en aquellas ocasiones en las que ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá:

Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

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

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

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

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

5.14 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas por UGH.—Antes de las 11:00 horas del día D-1, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario:

Los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

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

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

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

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

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

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

Antes de las 12:00 horas de cada día, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado, y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

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

El OS, teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

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

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:00 horas, o bien, antes de transcurridas 2 horas desde la publicación del PDBF, cuando la publicación de este último se realice con posterioridad a las 12:00 horas, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de las 14:00 horas del día D-1.

5.21 Asignación de reserva de regulación secundaria.—Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el proceso de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

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

No más tarde de las 16:00 horas del día D-1, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

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

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas del día D-1.

5.23 Ofertas de regulación terciaria.—Antes de las 23:00 horas del día D-1, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

#### 6. Mercado intradiario (MI)

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

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

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

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

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

Nominaciones de programas por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta

asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

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

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

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

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

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

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

2. Respetando la ordenación del punto 1 se irán reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI.

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

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

El programa PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada 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, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los SM, al OM, a los efectos oportunos.

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

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio por sujeto que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión del MI, el OS intercambiará con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos la información de las nominaciones de programas de energía de los SM, al objeto de establecer de forma conjunta los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

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

## 8. *Gestión de desvíos*

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o de las entregas de producción de régimen especial, respecto a su programa o previsión, y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

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

## 9. *Programación en tiempo real*

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

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

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

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

9.3 Modificaciones de los P48.—La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o la producción de origen eólico hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica programadas resultantes de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del sujeto titular de una unidad de producción, o de una unidad de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- f) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un sujeto del mercado.

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

#### 10. Programa cierre (P48CIERRE)

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

#### 11. Información al OM y a los sujetos del mercado

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de las Unidades de Programación agregadoras, que se definen en el Anexo II, correspondientes a Sujetos Representantes, Distribuidores o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Representante, Distribuidor o Comercializador.

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

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), los titulares de 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 utilizadas para la integración en el mercado de producción de los contratos bilaterales firmados por las empresas distribuidoras o comercializadoras de último recurso en el marco de las subastas CESUR (CESUR), los titulares de las Unidades de Programación Genéricas serán los SM vendedores que han resultado adjudicatarios en dicha subasta.

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

Corresponderá al Sujeto Titular:

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

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

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

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación

de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el sujeto representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

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

### 13. Pruebas de los nuevos sistemas de información

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

## ANEXO I

### Horarios establecidos para los intercambios de información

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

Concepto	Hora
Tras cada subasta para suministro a distribuidores, las empresas distribuidoras o comercializadoras de último recurso o cuando corresponda la EGSED facilita al OS la información correspondiente a los contratos CBCESUR, contratos formalizados entre las UPGCESUR del vendedor y las UP del distribuidor o comercializador de último recurso.	Di – 6 días hábiles
Una vez resueltas las posibles discrepancias comunicadas por los responsables de los CBCESUR, el OS facilitará la nominación definitiva de los CBCESUR.	Di – 3 días hábiles
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia-España y Portugal-España (Día D-2 o anterior).	D-2 < 16:00 horas
Nominación de los SM al OS de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	< 7:45 horas
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	< 08:15 horas
La EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	< 8:45 horas
El OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP y CBCESUR.	< 08:50 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD.	< 09:00 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	< 9:35 horas
Contratos bilaterales internacionales con entrega física en uso de los derechos físicos de capacidad diaria en la interconexión Francia-España que hayan comunicado dicho contrato con anterioridad al mercado diario.	
Las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados en las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.	
Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	

Concepto	Hora
El OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM:	< 9:45 horas
La información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas. Los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC).	
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD, y de la capacidad asignada en subasta diaria en las interconexiones con procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	< 09:45 horas
Publicación PDBC.	< 11:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:	< 11:00 horas
-Contratos bilaterales:	(en todo caso, hasta 30 min. tras la publicación del PDBC)
Contratos bilaterales nacionales con entrega física que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	
Modificación (sólo incremento) de contratos bilaterales nacionales con entrega física que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	
-Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.	
Envío de los SM al OS del programa correspondiente a:	
Desagregaciones de UP en UF.	
Potencia hidráulica máxima de UGH.	
Publicación PDBF	< 12:00 horas
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	≤ 12:30 horas (en todo caso, 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.	< 14:00 horas
Publicación PDVP.	< 14:00 horas
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	< 14:00 horas
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	< 15:30 horas
Asignación de reserva de regulación secundaria.	< 16:00 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	< 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	< 23:00 horas

## Notas:

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

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

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



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

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

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

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

**ANEXO II**

**Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español**

1. Unidades de programación para la adquisición de energía

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

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

b) Unidad de Programación para la adquisición directa de energía por consumidores directos en mercado.—Cada Sujeto Consumidor Directo en Mercado será titular de una única Unidad de Programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que es Sujeto de Liquidación.

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

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

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

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

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

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

## 2. Unidades de programación para la venta de energía

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

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

Una Unidad de Programación Térmica estará así compuesta normalmente de una sola unidad física, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (2 turbinas de gas más 1 turbina de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de turbinas los componen.

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

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

b) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de unidades de gestión hidráulica de régimen ordinario.—Se constituirá una Unidad de

Programación que se denominará Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

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

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

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

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

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

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

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

Asimismo, para cada tipo de unidad de programación de régimen especial de carácter gestionable, existirán, en su caso, dos Unidades de Programación; una que agrupará a las instalaciones habilitadas para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a las instalaciones no habilitadas para la prestación de estos servicios potestativos.

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

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

Para cada tipo de unidad de programación agregadora de producción de régimen especial de carácter gestionable, existirán, en su caso, dos Unidades de Programación; una que agrupará a las instalaciones habilitadas para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a las instalaciones no habilitadas para la prestación de estos servicios.

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

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

f) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial bajo régimen económico de tarifa integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Productor, Representante en nombre propio o Comercializador.–Cada Sujeto Propietario o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de, como máximo, dos Unidades de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de tarifa por cada uno de los tipos, de unidades de programación establecidas y publicadas por el Operador del Sistema en la web de sujetos del mercado del eSIOS, que compongan el parque de generación de régimen especial a tarifa que integre en el mercado. La primera de ellas integrará la producción de todas las instalaciones de un mismo tipo que no estén exentas del pago del coste de desvíos y la segunda integrará la producción de aquellas instalaciones de un mismo tipo que estén exentas del pago del coste de desvíos. De esta forma cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado la producción correspondiente a la producción de un mismo tipo y de una misma forma de liquidación de los desvíos.

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

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

g) Unidad de Programación para la venta en el mercado diario de los excesos de la energía adquirida a plazo por los Sujetos Distribuidores o Comercializadores de Último recurso.–Cada Sujeto Distribuidor o Comercializador de Último Recurso será titular de una unidad de Programación de venta que le permita reducir, en su caso, en el mercado diario, el programa de energía comprometido mediante la contratación en el mercado a plazo y en las subastas CESUR.

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

h) Unidad de Programación de venta de energía para la importación desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico.–Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía, o bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de importación a través de dicha interconexión.

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

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

### 3. Unidades de programación genéricas

a) Unidades de Programación Genéricas asociadas a las subastas de emisiones primarias de energía y/o a transacciones internacionales (UPG).—Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las nominaciones de las opciones de compra de energía asignadas en las subastas de emisiones primaria de energía y/o para la notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

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

b) Unidades de Programación Genéricas asociadas a las subastas de contratos bilaterales de las distribuidoras o comercializadoras de último recurso (UPGCESUR).—Unidades de programación genéricas utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía correspondiente a las subastas de contratos bilaterales CESUR.

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

## ANEXO III

### Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués

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

Las Unidades de Programación Genéricas localizadas en el sistema eléctrico portugués serán comunicadas al OS español por el OS portugués en los plazos y mediante los procedimientos acordados entre ambos OS a efectos de su consideración en los contratos bilaterales establecidos en el ámbito del Mercado Ibérico entre una UPG localizada en el sistema eléctrico continental portugués y una UPG localizada en el sistema eléctrico peninsular español.

#### P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas»

##### 1. Objeto

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

##### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

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

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

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

3.1 Recepción del programa resultante de la casación del mercado diario y de las nominaciones de programa.—Antes de las 11:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo bajo la opción de liquidación física de la energía.

Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, cuando ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá de los sujetos titulares, para el proceso de análisis y resolución de restricciones técnicas, las nominaciones de los programas horarios de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.2 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad.—Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del resultado de la casación del mercado diario, cuando esta publicación se realice con posterioridad a las 10:30 horas, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la siguiente información:

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

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

Esta desagregación de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

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

Unidades de gestión hidráulica (UGH).

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

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

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

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, esta desagregación de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

Unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

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

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

3.3 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.4 Período 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 período de aceptación de ofertas.

3.5 Presentación de ofertas.

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

Producción de régimen ordinario.

Producción de régimen especial gestionable no renovable.

Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos.

Presentarán los siguientes tipos de oferta:

Ofertas de venta de energía que tendrán carácter:

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

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

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

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

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

3.5.1.2 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.

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

3.6 Características de las ofertas.–Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afectada, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

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

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

Energía a subir:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

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

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



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

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los períodos 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.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multiteje estas ofertas complejas podrán ser tenidas en cuenta en los casos en los que el programa de la unidad corresponda al modo de funcionamiento de una turbina de gas y una turbina de vapor y, por requerimientos de la seguridad del sistema, se requiera a dicho grupo de ciclo combinado multiteje, en los procesos de solución de restricciones técnicas, el arranque de la segunda turbina 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 turbina de gas de un ciclo combinado multiteje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

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

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

3.7 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.

3.8 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.

3.8.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

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

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

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

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

La demanda prevista por el OS.

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

La mejor información disponible en relación con:

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

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

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

**3.8.1.1.2 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:

f) 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.

g) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

h) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

i) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

j) 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.

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

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

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

3.8.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español.—Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico 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.

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

Incremento de la energía programada en el PDBF:

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

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

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

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

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

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

Reducción de la energía programada en el PDBF:

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

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

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

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

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

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

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

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

d) Unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UAE) (interconexiones tanto con sistemas eléctricos comunitarios como con terceros países).

3.8.1.1.5.2 Selección y aplicación de los medios de resolución.—Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Una vez aplicada sobre el subconjunto A1, la máxima reducción de programas compatible con las limitaciones establecidas en razón de la seguridad del sistema, en caso de persistir aún la situación de congestión, el OS procederá a reducir producción adicional mediante la modificación de los programas de las unidades de venta de energía

correspondientes a producción de régimen especial de acuerdo con el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

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

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

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

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

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

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

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

Para ello, una vez reducidos los programas de venta de energía conforme a los correspondientes factores de contribución a las restricciones identificadas, o la aplicación, en su caso, de la regla prorrata 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.

Aplicar en cada interconexión eléctrica con países comunitarios una limitación global de programa mínimo sobre el conjunto de todas las unidades de programación correspondientes a importaciones de energía a través de dicha interconexión, por un valor igual al mínimo entre el valor global del conjunto de programas de importación y el valor de la capacidad de intercambio prevista y publicada en sentido importador.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y

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

En este proceso de arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los dos posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje, el correspondiente a una turbina de gas y una turbina de vapor y, a dos turbinas de gas y una turbina de vapor.

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 períodos 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.

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

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

El OS a la hora de aplicar redespachos de energía a subir sobre unidades de venta correspondientes a centrales reversibles de bombeo, tendrá en cuenta la capacidad del vaso superior de dicha central, tanto en términos de la factibilidad del programa total de venta de energía que le podrá ser requerido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, como en términos de la factibilidad del programa de consumo de bombeo

necesario para poder atender a dicho programa de venta de energía resultante de la resolución de las restricciones técnicas. Este programa de consumo de bombeo deberá ser establecido de forma directa por el sujeto titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

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

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

UPO (Unidad con Programa Obligado):

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

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

UPL (Unidad con Programa Limitado):

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

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

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

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa 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 prorata entre los mismos, cuando sean más de uno.

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

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

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

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

LPMI (Limitación de Programa Mínimo 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) ó límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

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

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

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

Cuando de forma transitoria, por una causa sobrevenida, asociada a problemas en el funcionamiento de las aplicaciones informáticas utilizadas para los análisis de seguridad, u otras posibles causas que afecten a la determinación y/o al tratamiento de dichas limitaciones globales, el OS establecerá estos límites de programa por seguridad de forma individual. Para el establecimiento de dichos límites individuales, a igualdad de criterios técnicos, el OS utilizará el orden de mérito de las ofertas presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas. Con independencia de su contribución a la restricción, quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, siempre que la seguridad del sistema así lo permita, todas aquellas unidades de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y de régimen especial no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes no renovables como renovables.

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

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

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

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

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica antes de las 13:00 horas del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

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

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

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

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

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

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

desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

de igualdad de precio en las ofertas de dos unidades de producción, los incrementos de producción admisibles se establecerán dando preferencia al funcionamiento de aquellos grupos para los que se hayan activado sus correspondientes sistemas de teledisparo.

3.9 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.

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

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

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

De esta forma:

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

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

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

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

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

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

3.9.1.2 Reducción parcial o total de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la FASE 1.—El OS procederá a reducir, o incluso anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

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

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

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

De esta forma:

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

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

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

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

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

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

### 3.9.1.3 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

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

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

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

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

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

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

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

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

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

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

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda.—El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, 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.

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

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

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

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

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

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

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

3.10 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.—En el caso de una indisponibilidad parcial o

total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la resolución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza antes de las 13:00 horas del día en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la resolución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a las 13:00 horas, o bien, si aún siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la resolución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP más allá de las 14:30 horas, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la resolución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

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

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

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

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

El programa viable provisional PDVP resultante del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.



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

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

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

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

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

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

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

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

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

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración como reclamación formal.

#### 4. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario

El OS comunicará cada día, conjuntamente con el PDVP, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción, y en su caso de importación, y sobre los programas de las unidades de

consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como

consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, y siempre que ello sea posible, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

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

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

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

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

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

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

## 5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

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

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2 del presente procedimiento, respetándose así los valores correspondientes a las potencias mínimas y 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 período 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 período de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

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

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de

incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorata en caso de igualdad de precio de oferta.

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

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

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

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

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 período de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en una sesión del mercado intradiario.

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

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

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

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

5.4 Resolución de restricciones mediante actuación sobre la demanda.—Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera un incremento de programa de las unidades de producción, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de 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 los a sistemas externos.

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

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

5.5 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.

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

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

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

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.2 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.

6.3 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.

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

## 7. Mecanismo excepcional de resolución

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

## ANEXO I

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

#### 1. Redespachos programados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

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

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

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 UPLPVCB):

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

1.1.2 Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

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

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

b) Unidades de adquisición correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase 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) 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 o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación-

demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.3.9 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 generación-consumo»**

#### **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 de producción de energía eléctrica (SM).

## 3. *Proveedores del servicio*

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción de régimen ordinario y de régimen especial de carácter gestionable habilitadas para su prestación por el OS y a las instalaciones de consumo de bombeo.

3.1 *Habilitación de unidades para la prestación del servicio.*—Las instalaciones de producción interesadas deben cumplir los siguientes requisitos para obtener la habilitación:

Inscripción en la sección del RAIPEE correspondiente.

Solicitud de participación en el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo.

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

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

En el caso de instalaciones de producción pertenecientes al régimen especial de carácter gestionable, se deberá presentar la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que autorice la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

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.

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

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en proceso de gestión de desvíos de una unidad de producción, 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 podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, la calidad del servicio prestado no cumpla de forma reiterada con los requisitos exigidos o no reciba la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema.

## 4. *Procedimiento de resolución*

4.1 *Definición del proceso.*—Los sujetos titulares de unidades de programación deberán comunicar al Operador del Sistema, 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 titulares de las unidades de programación deberán comunicar también al Operador del Sistema 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 titular también la duración prevista del desvío.

Por su parte, el Operador del Sistema 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 de régimen especial integradas en el mercado a través de los Sujetos Representantes.

El Operador del Sistema, 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 titular de una unidad de programación asociada a un programa de intercambio internacional mantenga un programa de energía que carezca de la pertinente conformidad del operador del sistema 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 titulares de unidades de programación, y los posibles desvíos anotados sobre las unidades de programación correspondientes a los programas de intercambios internacionales, el Operador del Sistema estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

El Operador del Sistema, 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 período de programación sea igual o superior a 300 MW, el Operador del Sistema 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 período de programación, así como las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas que, en su caso, el Operador del Sistema pudiera establecer, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control de dicho servicio.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el Operador del Sistema 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 Operador del Sistema 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 titulares 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 operador del sistema. 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 periodos de programación del horizonte de resolución de desvíos (Aplica si n.º 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 Operador del Sistema 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 Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, siéndoles aplicables además los criterios de aceptación y validación establecidos en el anexo I de este procedimiento.

El Operador del Sistema 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 Operador del Sistema comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas a los sujetos titulares de cada unidad de programación asignada.

La asignación realizada por el Operador del Sistema será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto titular de 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 Operador del Sistema transmitirá a los sujetos titulares de las unidades de programación afectadas, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema, 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 titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el Operador del Sistema, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración final como reclamación formal.

El Operador del Sistema 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 Operador del Sistema, 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 por los servicios de ajuste del sistema.

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.

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 por los servicios de ajuste del sistema.

## 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 Operador del Sistema 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 Energía, 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  $K_{MAY}$ , 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  $K_{MIN}$ , 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 titulares 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 titular de 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 Operador del Sistema.

En el caso de unidades de programación que integren energía de instalaciones pertenecientes al régimen especial, en cada uno de los periodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques que la componen debe ser igual o superior a 10 MW.

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.

Cada oferta deberá respetar las limitaciones de energía máxima y mínima establecidas y publicadas, en su caso, por el Operador del Sistema, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía. Las ofertas de energía que excedan dicho intervalo serán rechazadas.

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

#### 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 titular responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el Operador del Sistema, tras comunicación previa del sujeto titular).

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 períodos 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 períodos de programación que abarque la oferta, aunque sólo se produzca la violación en algún período.

Cabe destacar que en el primer y en el último período 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:

$$\begin{aligned} E(t+1) &\leq E(t) + \text{Rampa Subida } (t) \\ E(t+1) &\geq E(t) - \text{Rampa Bajada } (t) \end{aligned}$$

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 período de programación, bien por precio o por alguna de las restricciones anteriores, se procederá a su desasignación en todos aquellos períodos 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 periodos 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 periodo de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho periodo.

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.

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.

Si uno o varios de estos bloques fuese indivisible (bombeo), se da preferencia a la cobertura con los divisibles. Si asignados éstos es aún necesaria la asignación de algún bloque indivisible se procederá como sigue: Tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño. Si 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.

Si se sobrepasa este valor, se retirará el bloque. Si 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.

Si 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. Si 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: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable»**

#### *1. Objeto*

Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la programación de la generación de origen renovable no gestionable, con el fin de garantizar la operación segura del Sistema.

Toda la generación del Sistema Eléctrico Peninsular Español, incluida aquella objeto de este procedimiento, está sujeta de forma general a lo dispuesto en los Procedimientos de Operación y en particular en los procedimientos 3.1, 3.2 y 3.3.

Dado el carácter no gestionable de las fuentes primarias de energía de algunas unidades de producción, éstas deben tratar de transformar en energía eléctrica toda la energía primaria que reciben, evitando vertidos de energía primaria. El objeto de este procedimiento ha de ser, en consecuencia, establecer las medidas de operación del Sistema en su conjunto y de estas unidades de producción en particular, que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía compatible con la operación segura y estable del sistema.

#### *2. Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema (OS).
- b) Empresas propietarias de instalaciones de producción de origen renovable no gestionable.
- c) Centros de Control de las instalaciones de generación de origen renovable no gestionable.
- d) Las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte.
- e) Las empresas propietarias de instalaciones de la red de distribución y los gestores de distribución correspondientes.

Desde el punto de vista de las instalaciones de producción este procedimiento es de aplicación a las instalaciones de generación de origen renovable no gestionable con potencia nominal registrada en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) mayor de 10 MW. En el caso de instalaciones con potencia inferior a la anteriormente indicada, pero que formen parte de un conjunto con un punto de conexión común y cuya suma de potencias sea mayor de 10 MW, también les será de aplicación el presente procedimiento.

Se define como generación de origen renovable no gestionable, de acuerdo con lo establecido en el RD 661/2007, aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del Operador del Sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza del perfil de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa, aunque sí pudiera considerarse como previsión.

### 3. Información a suministrar al operador del sistema

Además de lo dispuesto en el P.O. 9, los Centros de Control a los que es de aplicación el presente procedimiento, enviarán al Operador del Sistema, dentro de los diez primeros días naturales de cada mes, una actualización de las unidades de producción a ellos adscritas, entendiéndose que cada instalación de generación de origen renovable no gestionable constituye una unidad de producción. La información se remitirá conforme a los formularios que al efecto disponga el Operador del Sistema e incluirá al menos la siguiente información para cada unidad de producción:

- a) N.º de identificación en el registro del MITyC y nombre de la unidad de producción
- b) Propietario.
- c) Número y tecnología de las unidades generadoras que integran cada unidad de producción así como, en su caso, equipo asociado.
- d) Potencia máxima de las unidades generadoras.
- e) Nudo de la Red de Transporte sobre el que vierte su generación.
- f) Mecanismos disponibles de control de la potencia y energía, así como características de dichos sistemas de control asociados a la unidad de producción.
- g) Cualquier información que el Centro de Control considere relevante para la mejor programación de estas instalaciones de producción.
- h) Protecciones y ajustes de la Unidad de Producción.

### 4. Programación de las modificaciones de producción

El Operador del Sistema, en cumplimiento de lo establecido en el procedimiento de operación 3.2, y como resultado del análisis y supervisión de la seguridad del Sistema aplicado en distintos horizontes temporales, puede detectar diferentes condiciones que supongan un riesgo cierto para la calidad y continuidad del suministro. En el ámbito de las restricciones técnicas descritas en el presente procedimiento y sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar dicho riesgo actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre la generación gestionable o bien porque el problema a resolver sólo sea resoluble con la actuación sobre la generación de origen renovable no gestionable, el Operador del Sistema dará las instrucciones oportunas de modificación de producción a las unidades objeto de este procedimiento por medio de los respectivos Centros de Control. En ese caso, el Operador del Sistema identificará las producciones máximas admisibles por nudo de la Red de Transporte y para cada tecnología de producción en los casos en que ésta sea relevante.

En los casos de restricciones en instalaciones que vierten su energía a la red de distribución, el operador del sistema comunicará al gestor de esta red, las instrucciones dadas al Centro de Control correspondiente.

En los Centros de Control se deberá disponer de registros de las consignas de reducción dadas por el operador del sistema y por el propio centro de control, así como la ejecución real de los recortes y reducciones de producción, para que puedan ser utilizados en la resolución de posibles conflictos.

**Modificación de producción.**—El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados de la máxima producción que cada una de las unidades bajo su control puede verter de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte, siendo ésta última la variable de control básica de la generación. El reparto de dicha producción máxima por nudo se realizará de forma proporcional a la potencia programada o en producción, según sea el ámbito temporal en que tenga lugar la modificación propuesta, gestionada por cada uno de los Despachos en cada uno de los nudos. Dicha producción debe ser alcanzada en un plazo máximo de 15 minutos una vez recibida la instrucción de modificación.

Alternativamente a la metodología descrita, cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación, siempre que se respete la limitación en cada uno de los

nudos de la Red de Transporte, de acuerdo con lo establecido en el punto 5 de este Procedimiento de Operación. En cualquier caso, el Operador del Sistema suministrará, a cada Centro de Control, la información relativa a la producción de cada unidad bajo su responsabilidad que se ha considerado para llegar a la producción por nudo. Dicha producción por unidad se calculará sobre la premisa del reparto proporcional a la potencia programada o en producción.

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 reducción, 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 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 formato y las condiciones de dicho envío serán determinados por el Operador del Sistema.

Si 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.

Tipos de reducción de la producción: Dependiendo del problema identificado por el Operador del Sistema se pueden distinguir los siguientes casos:

**Congestión en la evacuación de generación.**—Se entiende por congestión la aparición de sobrecargas inadmisibles, de acuerdo con los criterios de seguridad, en elementos de la Red de Transporte, debido a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma así como la imposibilidad total de evacuación por indisponibilidad de las instalaciones que permiten dicha evacuación. La modificación de la producción para la solución de dicha congestión se realizará según lo establecido en el Procedimiento de Operación 3.2 sin ninguna consideración adicional.

Si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la red de transporte, determinados por un número superior a 3 veces en un mes o 10 veces en el conjunto de un año, el operador del sistema debe presentar en el plazo máximo de 6 meses, para su autorización por la Secretaría de Estado de Energía, un Plan de inversiones para la solución de la restricción correspondiente.

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 modificación de la producción de unidades objeto de este procedimiento, de acuerdo con lo establecido en el P.O. 3.2, lo comunicará al Operador del Sistema, dejando constancia escrita mediante fax o correo electrónico del incumplimiento de las condiciones de seguridad detectadas, y las causas a las que es debido, así como la potencia máxima de cada una de las unidades de producción afectadas por la modificación. El Operador del Sistema procederá a ordenar la reducción a los Centros de Control, pudiendo, bajo petición, distribuir la solicitud realizada por el Distribuidor a los Centros de Control afectados.

**Estabilidad.**—Los problemas de estabilidad irán asociados a la máxima pérdida de generación instantánea que el sistema puede soportar debido a un hueco de tensión producido como consecuencia de una falta en una instalación de la Red de Transporte que sea despejada en un tiempo igual o inferior a 100 ms. En las circunstancias que el sistema lo requiera, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador del Sistema podrá postular tiempos de despeje de 250 ms.

El Operador del Sistema evaluará con antelación suficiente y en tiempo real, con desagregación por nudo de la Red de Transporte, la máxima potencia de generación de origen renovable no gestionable que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad atendiendo a pérdidas instantáneas de generación provocadas por huecos de tensión. Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las unidades de producción, considerando los requisitos técnicos establecidos en los procedimientos de operación, con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria, reduciéndose en primer lugar las producciones de las instalaciones más sensibles a dichos huecos de tensión.

Potencia de cortocircuito.—Cuando el Operador del Sistema detecte en nudos de la Red de Transporte valores de potencia de cortocircuito que pongan en riesgo la seguridad del sistema, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador de Sistema identificará la máxima producción admisible bajo criterios de seguridad. Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las unidades de producción con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria.

Viabilidad de los balances de potencia.—En la programación de la generación el Operador del Sistema debe asegurar la viabilidad de los balances de potencia activa y reactiva, teniendo en cuenta las circunstancias singulares de operación y los límites técnicos de las plantas gestionables que sean imprescindibles para cubrir la demanda en períodos horarios próximos al período afectado, de lo que podrán resultar restricciones técnicas sobre las plantas no gestionables. En este caso, asociado a horizontes diarios de programación, el ámbito de aplicación será generalmente el del conjunto del Sistema, no teniendo relevancia la tecnología de las unidades de generación.

El Operador del Sistema establecerá las modificaciones precisas para cada unidad de producción.

Excedentes de generación no integrables en el Sistema.—En determinadas circunstancias en las que se presente una demanda inferior a la prevista y/o una producción de las unidades objeto de este procedimiento superior a las previsiones realizadas anteriormente, el Operador del Sistema podrá precisar reducir la producción de la generación objeto del presente procedimiento.

#### 5. *Mecanismos de gestión de potencia a disposición de los generadores en los centros de control*

De forma general, el reparto interno que realice cada Centro de Control, siempre respetando la limitación en cada uno de los nudos de la Red de Transporte comunicada por el Operador del Sistema, será igualmente proporcional a la potencia programada o en producción, según sea el ámbito temporal en que tenga lugar la modificación propuesta.

Alternativamente a este criterio general de gestión de potencia, y 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 y distribución y el sistema en su conjunto, la asignación a las distintas unidades de producción podrá ser realizada por los Centros de Control sobre las unidades a ellos adscritas con los requerimientos que se exponen a continuación.

En este contexto, sobre el ámbito y magnitud de actuación establecidos por el Operador del Sistema, los Centros de Control podrán instrumentar mecanismos alternativos en los que se sustituya una actuación sobre un conjunto de unidades de producción afectadas, por otra actuación sobre un subconjunto de dichas unidades que, con una consecuencia igual o más favorable para el sistema, pueda resultar más eficiente para los generadores y, prioritariamente, más segura para el sistema.

A tal efecto, para cada uno de los ámbitos de restricción previstos, los Centros de Control deberán proponer al Operador del Sistema los mecanismos alternativos a aplicar justificando y documentando su consistencia y contribución a la seguridad y eficiencia anteriormente reseñadas. A este respecto, se identificarán las unidades asociadas a dichos ámbitos de restricción y, dentro de los mismos, aquéllas sobre las que se actuará en cada caso y para cada situación previsible.

El Operador del Sistema valorará y, en su caso, autorizará la aplicación de dichos mecanismos de gestión informando de ello a la CNE.

Por otra parte, queda fuera del ámbito de este procedimiento y de las funciones del Operador del Sistema asegurar, supervisar o valorar la aplicación de los mecanismos de gestión de las distintas unidades adscritas a los Centros de Control, siempre que ello no tenga relevancia para la seguridad del sistema.

## 6. 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 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 oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados y la CNE, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

### P.O. 7.2: «Regulación secundaria»

#### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario 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 pertenecientes al régimen ordinario y al régimen especial de carácter gestionable así como a los sujetos responsables de zonas de regulación.

#### 3. Definiciones

3.1 Servicio Complementario de Regulación Secundaria.—El Servicio Complementario 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 regulador maestro principal está localizado 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 complementario 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 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 siguientes requisitos:

Tamaño de la zona de regulación, medido a través de su potencia instalada, que ha de ser igual o superior al mínimo requerido que establecerá y publicará la Administración.

Correcto intercambio de información tanto de señales en tiempo real con los sistemas principal y de respaldo de la RCP, como de programas y otras informaciones asociadas a este servicio con el sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Cumplimiento de los requisitos técnicos de control establecidos en el anexo I.

Resultado satisfactorio de las pruebas que, en cada caso, sean requeridas por el OS. La descripción de las pruebas se incluye en el anexo I.

Para la consideración a todos los efectos de una nueva zona de regulación o de cambios en zonas de regulación existentes, el responsable de la misma deberá contar con la autorización expresa del OS.

En las zonas de regulación sólo se podrán incorporar unidades de programación de carácter gestionable.



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 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 complementario y responder a las consignas enviadas por el AGC aquellas unidades habilitadas para ello por el OS.

Para la habilitación deben cumplirse los siguientes requisitos:

Comunicación al OS de la información adicional requerida para estas unidades en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

En el caso de instalaciones de producción pertenecientes al régimen especial de carácter gestionable, se deberá presentar la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que autorice la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

Pertenencia a una única zona de regulación.

Comprobación de correcta comunicación entre la unidad de producción, el AGC de la zona de regulación y los sistemas principal y de respaldo de la RCP.

Cumplimiento de los requisitos técnicos necesarios para la participación activa en el servicio de regulación secundaria (anexo I).

Resultado satisfactorio de las pruebas de evaluación de respuesta de la zona definida al efecto, en cuanto a composición, por el OS.

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.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de regulación secundaria.

El OS podrá retirar cualquiera de las anteriores autorizaciones y habilitaciones cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, la calidad del servicio prestado no cumpla de forma reiterada con los requisitos exigidos o no reciba la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación del servicio complementario.

4.3 Información a suministrar al Operador del Sistema.—Aquellas 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 técnica disponible sobre su sistema de regulación frecuencia-potencia. Esta información debe describir con detalle y de forma clara el regulador primario de frecuencia, el bucle secundario de regulación frecuencia-potencia y su conexión con el AGC, aquellos componentes de la central que intervienen en la regulación (turbinas, calderas, etc.) y los automatismos y protecciones que puedan afectar al sistema de regulación conforme a lo dispuesto en el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con el OS, para ejercer las funciones que tiene encomendadas. La información suministrada debe ser lo suficientemente detallada para poder reproducir mediante simulación, con precisión razonable, el funcionamiento real mediante un modelo del sistema de regulación. En el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, se detalla la información a suministrar por parte de las unidades que deseen ser habilitadas para regular.

Las zonas de regulación están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, 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 complementario 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.

4.4 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 complementario.

#### 5. *Funciones del operador del sistema relativas al servicio complementario de regulación secundaria*

Las funciones del OS asociadas al servicio complementario 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 períodos de programación del día siguiente.

En el caso de unidades de programación que integren energía de instalaciones pertenecientes al régimen especial, en cada uno de los periodos horarios para los que la unidad de programación habilitada presente oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen deberá ser igual o superior a 5 MW.

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

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo II del presente procedimiento.

El agente 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.

Si 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.

Si 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 agente 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 agente 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 agente 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, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración final como reclamación formal.

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

## 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 Energía, 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 por el que se establece la solución de las 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 agente.

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 complementario de regulación secundaria que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio complementario.

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 Complementario 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 por los servicios de ajuste del sistema.

Se detallan a continuación las magnitudes y precios aplicables a la prestación del servicio complementario 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 periodo 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 y se evaluará en términos globales del periodo 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 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 periodo de programación para obtener la reserva de regulación requerida, serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, 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 K MAY, 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 K MIN, 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 complementario 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 por los servicios de ajuste del sistema.

## 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 una nueva zona de regulación secundaria.—Para la constitución de una nueva zona de regulación secundaria, las unidades de producción que la componen, según sea su participación activa o no en la prestación del servicio, deben cumplir los requisitos de información aplicables en cada caso. Adicionalmente la zona en conjunto deberá verificar:

Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del Centro de Control recogidos en la normativa vigente.

Existencia de unidades habilitadas para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

Resultado satisfactorio de las pruebas que, en cada caso, sean requeridas por el OS. La descripción de las pruebas se incluye en el apartado 4.

2. Requisitos para la inclusión de unidades generadoras sin participación activa en el servicio de regulación secundaria.—Para la inclusión de una unidad de generación en una zona de regulación sin participación activa en el servicio de regulación, deberá verificar todos los requisitos técnicos y de comunicación de información establecidos por la normativa en vigor. En particular deberá acreditar:

Conformidad expresa del titular de la zona de regulación para su inclusión, en el caso de unidades cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación.

Recepción en los centros de control del OS en tiempo real de la potencia neta vertida a la red por la(s) unidad(es) de generación que se incluyen en la zona mediante los enlaces entre el OS y el despacho de generación de la zona de regulación. La captación de señales de las unidades generadoras y su envío al centro de control de la zona se hará por medios propios.

Disponibilidad en el SIOS de los programas horarios de energía neta de dichas unidades de generación.

Energía anual neta generada en los dos años anteriores. En caso de nuevas unidades se comunicarán valores estimada a partir del régimen de funcionamiento previsto.

Carácter gestionable de las unidades a incluir en el caso de pertenecer al régimen especial

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, deberá verificar todos los requisitos técnicos y de comunicación de información establecidos por la normativa en vigor así como superar las pruebas de evaluación de respuesta en la propia unidad y/o de la zona de regulación (nueva o ya existente) en que se incluya. Dichas pruebas se describen en el apartado 4.

Además, en el caso de instalaciones pertenecientes al régimen especial, se deberá verificar que la unidad de programación aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 5 MW.

4. Pruebas de evaluación de respuesta para la prestación del servicio de regulación secundaria.—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, además de responder satisfactoriamente a los requerimientos de regulación enviados desde el sistema de control del Operador del Sistema.

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada y su composición de la zona en pruebas será establecida por el OS que comunicará al responsable de la zona las unidades que deben estar bajo control del AGC durante la misma.

La prueba se efectuará en la fecha acordada entre el OS y la zona de regulación y tanto su inicio como su desarrollo estará condicionado en todo momento a mantener de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Durante la prueba 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).

A continuación se enviarán requerimientos de regulación a la zona en pruebas y se registrará su respuesta. Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades sujetas a la misma.

El OS emitirá un informe sobre el desarrollo de la prueba donde se recogerán como mínimo los siguientes parámetros:

la velocidad de respuesta de los grupos en control de la zona tanto a subir como a bajar generación.

los retardos en la respuesta en caso de existir como la zona de regulación.

límites superior e inferior de potencia neta entre los cuales, en caso de resultado satisfactorio, se habilita el grupo para prestar servicio en cada posible configuración.

El responsable de la zona de regulación objeto de las pruebas remitirá al OS los registros recogidos en su centro de control durante la prueba con objeto de ser incluidos en el informe anteriormente descrito.

## 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:

Requisito de reserva a subir en el sistema  $RSSUB_h$  (MW).

Requisito 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 como  $RSBAN_{máx}$  (MW) y  $RSBAN_{mín}$  (MW),

donde  $h$  = Índice del período 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  $RNS_{\text{subir}h}$  (MW).

Oferta de reserva a bajar  $RNS_{\text{bajar}h}$  (MW).

Precio de la oferta de la banda de regulación  $PS_{\text{banda}h}$  (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración competente en materia de energía eléctrica.

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 bajar de una oferta ( $RNS_{\text{subir}h} + RNS_{\text{bajar}h}$ ) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ( $RSBAN_{\text{máx}}$  y  $RSBAN_{\text{mín}}$ ).

## 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 complementario 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.

Si  $RSBAN_{\text{máx}} < RNS_{\text{subir}ni} + RNS_{\text{bajar}ni}$ , se elimina el bloque n de la oferta i.

Si  $RSBAN_{\text{mín}} > RNS_{\text{subir}ni} + RNS_{\text{bajar}ni}$ , se elimina el bloque n de la oferta i.

Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos para cada período de programación (h), estando calculado el coste como:

$$\text{Coste}_{hr} = PS_{\text{banda}hr} * 1000$$

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:

$$R_{\text{subir}}_{nh} = \text{Mínimo} [RNS_{\text{subir}nh} + \sum RNS_{\text{subir}mh}, (RNS_{\text{bajar}nh} + \sum RNS_{\text{bajar}mh}) * RSB_h] - \sum R_{\text{subir}}_{mh}$$

$$R_{\text{bajar}}_{nh} = \text{Mínimo} [(RNS_{\text{subir}nh} + \sum RNS_{\text{subir}mh}) / RSB_h, RNS_{\text{bajar}nh} + \sum RNS_{\text{bajar}mh}] - \sum R_{\text{bajar}}_{mh}$$

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 oferta de orden n.

$R_{\text{subir}_{nh}}$  = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$R_{\text{bajar}_{nh}}$  = 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  $\Sigma R_{\text{subir}_{nh}}$  y  $\Sigma R_{\text{bajar}_{nh}}$  asignada se encuentra en el intervalo de  $\pm 10\%$  en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ( $R_{\text{SSUB}_{nh}}$  y  $R_{\text{SBAJ}_{nh}}$ ):

$$1,1 \cdot R_{\text{SSUB}_{nh}} > \Sigma R_{\text{subir}_{nh}} > 0,9 \cdot R_{\text{SSUB}_{nh}}$$

$$1,1 \cdot R_{\text{SBAJ}_{nh}} > \Sigma R_{\text{bajar}_{nh}} > 0,9 \cdot R_{\text{SBAJ}_{nh}}$$

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:

$$K_{\text{ZR}} = \Sigma R_{\text{subir}_t} / R_{\text{SSUB}} \cdot 100$$

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 períodos 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, por la Administración competente en materia de energía eléctrica previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

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 períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.

En el caso de unidades de programación que integren energía de instalaciones pertenecientes al régimen especial, en cada uno de los períodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen debe ser igual o superior a 10 MW.

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 agente responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del agente).

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. Si 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 interconectada y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la UCTE, organismo encargado de la coordinación de dicha red.

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 de la UCTE.

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 jerarquizado 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 que reglamentariamente se establezcan.

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.

Si 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<sub>i</sub>: Reserva asignada a subir a la zona i.  
 RAB<sub>i</sub>: Reserva asignada a bajar a la zona i.  
 KA<sub>i</sub>: 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 asignada por la UCTE.

$\Delta f$ : 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 todos los efectos, excepto que no será computado como tiempo en OFF.

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 (véase Instrucción Técnica publicada por el OS), 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:

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - B_i \Delta f + CRR_i$$

donde:

ACE<sub>i</sub>: Error de control de área de la zona i.

NID<sub>i</sub>: Desvío de generación de la zona i respecto a su programa.

B<sub>i</sub>: Constante de «bias» asignada a la zona i de regulación.

CRR<sub>i</sub>: Contribución requerida a la regulación para la zona i,

el sistema de la RCP calculará el valor de CRR<sub>i</sub> 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.

El algoritmo del sistema de regulación RCP se describe en detalle en la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS.

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 agente 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 des-asignaciones 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 agente 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), a las instalaciones de producción pertenecientes al régimen ordinario y al régimen especial de carácter gestionable y a las instalaciones de consumo de bombeo.

#### *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 que obtengan la correspondiente habilitación del Operador del Sistema, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

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



Inscripción en la sección del RAIPEE correspondiente.

Solicitud de participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

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

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

En el caso de instalaciones de producción pertenecientes al régimen especial de carácter gestionable, se deberá presentar la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que autorice la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

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.

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

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

#### 5. *Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria*

El Operador del Sistema 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 por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

#### 6. *Presentación de las ofertas de regulación terciaria*

Los sujetos titulares deberán poner a disposición del Operador del Sistema 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 titulares de unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto titular al Operador del Sistema, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema, 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 Operador del Sistema detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento por el que se establece la solución de las 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 y publicados por el órgano de la Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

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 titulares de 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 Intradía (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 en el minuto 35 del período de programación inmediato anterior.

#### *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 Operador del Sistema 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 habían 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 titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el Operador del Sistema, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración final como reclamación formal.

El Operador del Sistema 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 Operador del Sistema, 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 por los servicios de ajuste del sistema.

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 Operador del Sistema haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El Operador del Sistema informará a la Comisión Nacional

de Energía de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

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 por los servicios de ajuste del sistema.

#### 11. *Control del cumplimiento del servicio asignado*

El Operador del Sistema 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 Operador del Sistema 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 Energía, 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 KMAY, 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 KMIN, 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 titulares de 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 titular de 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.

Sólo 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 oferta deberá respetar las limitaciones de valor máximo y mínimo de oferta establecidas y publicadas en su caso, por el Operador del Sistema, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía. Las ofertas de banda de potencia fuera de este intervalo serán rechazadas.

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 y publicados por el órgano de la Administración competente en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

En el caso de unidades de programación que integren energía de instalaciones pertenecientes al régimen especial, en cada uno de los períodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen debe ser igual o superior a 5 MW.

Si 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 reserva 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 titular de la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el Operador del Sistema, tras comunicación previa del sujeto titular 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 reserva 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 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 ó

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 las incidencias del sistema eléctrico, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de 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 Operador del Sistema (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.
- Transportistas.

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 considerar agrupados 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) SCO: Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real.
- 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 incidencias en el sistema eléctrico.
- h) Liquidación bajo responsabilidad del Operador del Sistema.

En lo que se refiere a los epígrafes b, c, d e y f, los sujetos del Sistema serán responsables de depositar en los 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 Operador del Sistema 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 Operador del Sistema.

#### 4. Datos estructurales del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control, 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 Operador del Sistema 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, los transportistas, los distribuidores, 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 Operador del Sistema. Igualmente incluirá los registros de elementos en proyecto y construcción y de elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros 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:

Centrales y grupos hidráulicos de régimen ordinario.

Embalses.

Unidades térmicas de régimen ordinario.

Unidades de régimen especial.

Grupos no eólicos.

Parques eólicos.

Red de Transporte:

Subestaciones.

Parques.

Líneas y cables.

Transformadores.

Elementos de control de potencia activa o reactiva.

Instalaciones de consumo.

Protecciones.

Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.

Red Observable.

Subestaciones.

Parques.

Líneas y cables.

Transformadores.

Elementos de control de potencia reactiva.

En el Anexo 1 se incluye una relación detallada de los diferentes campos en los que se estructura la BDE.



4.3 Proceso de carga.—El Operador del Sistema definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de entrada de datos con los formatos necesarios.

El Operador del Sistema cumplimentará los campos contenidos en las citadas fichas con toda la información de que disponga acerca de cada elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario o representante del elemento al que se refiere la información.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información de las fichas relativas a sus instalaciones y las modificarán, en su caso, con la mejor información disponible, cumplimentando los campos que aparezcan vacíos.

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 Operador del Sistema pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos 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 CNE 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.

Todos los Sujetos 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 los Sistemas de Información del Operador del Sistema 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 la información con los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

En la ejecución de los procesos e intercambios de información indicados en el párrafo anterior, SIOS 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 dispone de sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El Operador del Sistema 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 sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (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 Operador del Sistema.

5.1 Bases de datos de los sistemas de información del operador del sistema.—El Operador del Sistema 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) Todas las magnitudes económicas están referidas en unidades de céntimos de EURO (c€).
- c) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- d) Integridad referencial de los datos grabados.
- e) 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 5.3.

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 Operador del Sistema 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 Operador del Sistema 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 Operador del Sistema.

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 necesaria una autorización personal otorgada por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesaria ningún tipo de autorización.

5.5.1.1 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.

c) Uso de tarjetas inteligentes. Con el mismo propósito que los certificados del apartado b) anterior, los SM y otros sujetos y entidades de mercado de producción, podrán poseer una o varias tarjetas inteligentes, donde se almacenará su certificado digital, así como sus datos de identificación y un código para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío. Los depositarios de estas tarjetas serán los responsables de la gestión de este código, pudiendo modificarlo cuando lo crean conveniente. Asimismo, en caso de robo o extravío deberán comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que éste proceda a dar de baja los certificados asociados.

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 o tarjeta inteligente.

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 o entidad de mercado solicitar la anulación del los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

5.6 Gestión de la información.—El Operador del Sistema 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 el apartado 5.3.4.

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 o comunicados al SIOS por los SM, OM y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción español, por los medios que se establezcan, 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](http://www.esios.ree.es) del Sistema de Información del Operador del Sistema.

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](http://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 Operador del Sistema 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 sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en las Reglas de Funcionamiento del Mercado aprobadas por Resolución de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de fecha 5 de abril de 2001, publicada en el B.O.E. con fecha 20 de abril de 2001 y en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004.

Estos criterios son los siguientes:

El Operador del Sistema hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrica, al ser éstos objeto de su responsabilidad.

El OM y el OS, en el ámbito de sus respectivas competencias, harán 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.

Toda la información que el Operador del Sistema proporcione a un sujeto sobre otro, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general.

En todo caso, el OM y el OS garantizarán el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado, tal y como se establece en los apartados 2f) y 2k) de los artículos 27 y 30, respectivamente, del RD 2019/1997.

5.9 Información pública.—Información que el Operador del Sistema hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información depende del período al que afecta la información y del momento en que se hace pública.

5.9.1.1 En tiempo real.—La información que el Operador del Sistema publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas.

La previsión de la producción eólica del sistema peninsular español con horizonte temporal comprendido entre la hora siguiente a dicha publicación y el período horario final del día siguiente.

La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales actualizada en tiempo real.

Los programas brutos y agregados de intercambio internacional actualizados en tiempo real.

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 y precio marginal de los mercados de los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y gestión de desvíos.

Los Programas Horarios Operativos (P48) desagregados que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme en tiempo real.

5.9.1.2 Diariamente.—Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas diarias e intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia, en la forma y plazos establecidos en el procedimiento de operación relativo a la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España.

Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del período de presentación de ofertas al mercado diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:

Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales.

Previsión de la demanda del sistema peninsular español.

La previsión de la producción eólica del sistema peninsular español.

Después el correspondiente mercado o proceso de gestión técnica:

Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en la que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.

Resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y tras cada una de las sesiones de mercado intradiario.

Resultado agregado y precio marginal de la asignación de reserva de potencia de regulación secundaria.

Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.

El día D+1 la información correspondiente al día D:

Resultado agregado y precio marginal de la energía de regulación secundaria.

5.9.1.3 A los tres días.—Una vez transcurridos tres días desde el día D de programación se publicará la información desglosada por tipo de tecnología, o en su caso, por tipo de sujeto.

La información que se publicará el día D+4 correspondiente al resultado de la programación horaria de los mercados de operación del día D, se desagregará por los siguientes tipos:

Nuclear.

Carbón .

Fuel-Gas.

Ciclo combinado.

Hidráulica convencional.

Turbinación de bombeo.

Consumo bombeo.

Importaciones y Exportaciones de energía, realizadas por:

Agentes externos.

Comercializadores que utilizan las interconexiones internacionales.

Contratos de intercambio de energía previos a la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

Régimen especial participante en el mercado de producción mediante sujetos productores, comercializadores o representantes.

Producción de régimen especial a tarifa.

Distribución.

Comercialización destinada a consumo nacional.

Clientes cualificados.

Servicios auxiliares de las unidades de producción.

Unidades de Programación Genéricas.

5.9.1.4 Semanalmente.—El Operador del Sistema publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

Antes de las 18.00h de cada jueves, la capacidad de intercambio con cada uno de los sistemas eléctricos vecinos interconectados para cada período de programación de las dos semanas eléctricas siguientes, con comienzo a las 00.00h del sábado inmediato siguiente.

5.9.1.5 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.

El Operador del Sistema publicará las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas mensuales de capacidad de las interconexiones con Francia y Portugal, en la forma y plazos que establecen en los procedimientos de operación relativos a la resolución de congestiones en las interconexiones Francia-España y Portugal-España, respectivamente.

El Operador del Sistema publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

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 potencia de regulación secundaria.

Energía utilizada para regulación secundaria.

Energía de regulación terciaria.

Recursos adicionales asignados de potencia reactiva.

Energía reactiva.

5.9.1.6 Trimestralmente.—El Operador del Sistema publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas trimestrales de capacidad de la interconexión con Portugal, en la forma y plazo que establece el procedimiento de operación relativo a la resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España.

5.9.1.7 A los tres meses.—Una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera se publicará la información confidencial recogida en el apartado 5.3.4 que es

comunicada a cada sujeto del mercado (SM), que incluyen las ofertas presentadas por los SM a los servicios de ajuste del sistema.

5.9.1.8 Anualmente.—Se publicará la siguiente información:

Antes del 30 de noviembre de cada año, los niveles de capacidad previstos para el año siguiente para cada una de las interconexiones y sentidos de flujo.

Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas anuales de capacidad de las interconexiones con Francia y Portugal, en la forma y plazos que se establecen en los procedimientos de operación relativos a la resolución de congestiones en las interconexiones Francia-España y Portugal-España, respectivamente.

La potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

5.10 Información confidencial.—La información confidencial es aquella 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 establecido en el apartado anterior.

Esta información se refiere a los procesos de programación de la operación del sistema, a los servicios de ajuste del sistema y a la información relativa a los programas de intercambio internacional, procesos todos ellos establecidos en los Procedimientos de Operación:

- Programas de intercambios internacionales.
- 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.
- Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.
- Otras anotaciones realizadas durante la operación en tiempo real (indisponibilidades, desvíos comunicados, etc.).

Los criterios de comunicación que deben ser adoptados en función de los sujetos o que participen en los mercados de operación son los que se muestran a continuación.

5.10.1.1 Al Operador del Mercado (OM).—Se le comunicará toda la información necesaria para la liquidación del mercado de producción y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.10.1.2 A los sujetos del mercado.—Se les comunicará la información detallada correspondiente a las unidades de su propiedad, o a las que representen.

A los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean sin embargo los responsables del envío de ofertas sobre los mercados de operación se les comunicará la información del resultado de los mercados de operación pero no se les comunicará la información de las ofertas.

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 restricciones técnicas en dichas interconexiones.

A los participantes de las subastas explícitas de capacidad de intercambio se 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.

Asimismo, el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado los casos PSS/E utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF) antes de transcurridos tres días hábiles desde la fecha del día de programación.

5.10.1.3 A otros sujetos o entidades participantes en el proceso de programación de la operación.

5.10.1.3.1 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.

5.10.1.3.2 Entidad gestora de la Subasta de Empresas de Distribución o de Comercializadores de Último Recurso (EGSED).—El OS comunicará a la EGSED la información actualizada correspondiente a Sujetos del Mercado en el mercado de producción.

Tras la realización de cada subasta válida la EGSED comunicará al OS la relación de los SM a los que se les ha adjudicado en dicha subasta la venta de energía para el suministro mediante contratación bilateral a los distribuidores o comercializadores de último recurso y el valor de energía horaria asociado a cada pareja SM vendedor-distribuidor o SM vendedor-comercializador de último recurso en cada período de programación del período de entrega de energía cubierto por dicha subasta.

5.10.1.4 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 de programación 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 Operador del Sistema, 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 Energía para su aprobación 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 Operador del Sistema, con carácter mensual, facilitará a los gestores de la red de distribución no incluidos en la disposición transitoria undécima de la ley 54/97, 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.—Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el Operador del Sistema es necesario conocer y mantener 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 existentes en el 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 intradiarios (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 Operador del Sistema.

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>, los SM tendrán acceso a la información estructural no confidencial de otros 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.—La modificación de la información estructural será solicitada mediante el envío al OS del correspondiente formulario disponible en la página Web de SM 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 Operador del Sistema 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 será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

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 Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

- 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 de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura:

- Puntos de clientes tipos 1 y 2 (CUPS).
- Agregaciones de puntos de medida de clientes y régimen especial tipos 3, 4 y 5.

d) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura:

- Medidas horarias en CUPS de clientes tipos 1 y 2.
- Datos horarios de las medidas agregadas de clientes y régimen especial.

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 Operador del Sistema gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a continuación:

6.3 Información de libre acceso.—El Operador del Sistema publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador Principal.

Dicha información esta 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 restringido, 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.

El Operador del Sistema ha desarrollado un sistema de acceso seguro, mediante el cual cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

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 la encargada 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.

Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.

Medidas horarias de agregaciones tipos 3, 4 y 5.

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.

Adicional e independientemente del acceso seguro descrito anteriormente, el Operador del Sistema 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 Operador del Sistema y estará disponible en 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 los documentos de desarrollo «Ficheros para el intercambio de Información de Medidas» e «Información para titulares de instalaciones de régimen especial» publicados en la página web del Operador del Sistema.

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 período mínimo de seis años naturales, contados a partir 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. SCO (sistema de control de la operación en tiempo real)

El Operador del Sistema deberá recibir en su Sistema de Control de la Operación en tiempo real, y de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte y producción, incluida la generación en régimen especial y 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 operador del sistema— que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, el Operador del Sistema dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Centro de control de instalaciones de producción.—La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de potencia neta igual o superior a 10 MW (o de forma agregada de aquellas instalaciones de potencia inferior a ésta y que formen parte de un conjunto cuya conexión se realice a un mismo nudo de la red de tensión igual o superior a 10 kV y sumen más de 10 MW) deberá ser captada por medios propios y facilitada al Operador del Sistema través de conexión entre sus centros de control.

Aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW que no cumplan las condiciones establecidas en el párrafo anterior, no tienen obligación de integrarse en un centro de control, pero deberán enviar la telemedida de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona.

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.

7.2 Contenido y estructura de la Base de Datos del SCO (BDCO).—En la Base de Datos del SCO se recibirá la información que a continuación se indica y con las especificaciones técnicas que asimismo se reflejan:

7.3 Requerimientos Técnicos.—La información a intercambiar con el Operador del Sistema se realizará de acuerdo a un protocolo de comunicación estándar a determinar por el 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 será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los 12 segundos.

El Operador del Sistema 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.

7.4 Información necesaria.—Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte.
- Red Observable.
- Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.4.1.1 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.e. indicación de tomas de transformadores).

La información detallada de señales a captar se recoge en el Anexo 2.

## 8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar al operador del sistema

El Operador del Sistema será responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación del sistema descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, transportistas y gestores de las redes de distribución facilitar al Operador del Sistema 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.

Asimismo, los gestores de las redes de distribución recabarán de los generadores en régimen especial de su ámbito, la información necesaria para la Operación y la enviarán al OS con la periodicidad que éste precise.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al Operador del Sistema su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema con dos niveles distintos de agregación temporal (diaria y mensual), necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y el funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

8.1 Datos diarios.—Los sujetos del sistema facilitarán al Operador del Sistema 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. El plazo máximo para el envío de estos datos será el de los cuatro días laborables siguientes:

Previsiones de producción diaria con desglose horario y por tecnologías de todas las instalaciones de régimen especial a tarifa que opten por ceder la electricidad a la empresa distribuidora y estén conectadas a la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria Sexta del RD 661/2007.

Producciones de los grupos térmicos en barras de alternador.  
Producciones de las centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 10 MW, en barras de central.  
Producción hidroeléctrica por subsistemas hidráulicos.  
Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante cuatro horas consecutivas.  
Producciones de parques eólicos con potencia instalada igual o superior a 10 MW.  
Consumos propios de generación.  
Consumos de centrales de bombeo.  
Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.  
Consumo de combustible en centrales térmicas.  
Existencias de combustible en centrales térmicas.  
Información hidrológica:  
  
Precipitaciones.  
Caudales medios de los ríos en estaciones de aforo.  
Reservas hidroeléctricas por embalses (en Hm<sup>3</sup> y MWh).  
Vertidos.

Incidencias en la Red de Transporte.

8.2 Datos mensuales.—Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

Producciones de grupos térmicos, brutas y netas.  
Producción hidroeléctrica (bruta y neta) por subsistemas hidráulicos.  
Producciones de centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en bornas de alternador y reservas en los embalses asociados.  
Pérdidas turbinables en centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW.  
Consumos propios de generación.  
Consumos y producción de centrales de bombeo.  
Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.  
Reservas hidroeléctricas por embalses en Hm<sup>3</sup> y MWh.  
Energía producida a tarifa acogido al Régimen Especial.  
Energía producida por cada productor acogido al Régimen Especial.  
Consumos de generación y consumos propios de cada productor acogido al régimen especial.  
Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas y termias (PCI)) desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.  
Consumo de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas y termias (PCI)) desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.  
Existencias de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas y termias (PCI)) desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.  
Poder calorífico inferior de cada uno de los combustibles utilizados en la generación.  
Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI) 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 por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

## 9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema

El Operador del Sistema 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 Operador del Sistema publicará diariamente es la siguiente:

- Curva de carga del sistema.
- Estado de las reservas hidroeléctricas y aportaciones en los ríos más importantes.

9.2 Información a los tres días.—La información correspondiente al día D que el Operador del Sistema publicará el día D + 4 es la siguiente:

- Balance eléctrico de producción.

9.3 Información mensual.—Mensualmente el Operador del Sistema publicará la siguiente información:

- Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.
- Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de compensación de energía reactiva (reactancias y condensadores) de la red de transporte.
- Estadísticas de incidentes.
- Calidad de servicio ENS y TIM.

9.4 Información anual.—El Operador del Sistema publicará anualmente la siguiente información:

- Disponibilidad del equipo generador.
- Disponibilidad de la red de transporte.
- Evolución anual de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.
- Calidad de servicio ENS y TIM.
- Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, el Operador del Sistema mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

- Potencia instalada en el sistema.
- Energía generada tanto por el régimen ordinario como por el régimen especial.
- Demanda del sistema eléctrico.
- Producible hidroeléctrico.
- Reservas hidroeléctricas.
- Tasas de disponibilidad del equipo generador.
- Tasas de disponibilidad 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 ó 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 3 que resulten de aplicación.

El Operador del Sistema 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 3) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar el efecto 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 Operador del Sistema incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos del mercado antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el Operador del Sistema 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 CNE y al MINECO, 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 Operador del Sistema.

10.4 Investigaciones Conjuntas.—Para aquellas incidencias en que por su importancia o naturaleza el Operador del Sistema lo juzgue necesario, 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 en el informe que elabore el Operador del Sistema 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 operador del sistema 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

#### *Notas generales y abreviaturas*

Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique otra cosa.

De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

La expresión PSS/E se refiere a la aplicación informática para el análisis de sistemas eléctricos de potencia de Power Technologies Inc.

#### *Sistema de producción*

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 (m<sup>3</sup>).

Volumen máximo (hm<sup>3</sup>).

Volumen mínimo (hm<sup>3</sup>).

Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3º grado).

Cota máxima de explotación (m).

Cota mínima de explotación (m).

Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.

Coefficiente 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).

#### *Centrales y grupos hidráulicos de régimen ordinario*

1. Datos generales e hidráulicos de la instalación.

1.1 Centrales de menos de 10 MW de potencia 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 Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.  
N.º de grupos.  
Potencia nominal  
Caudal nominal (m³/s).  
Salto neto nominal (m).
- 1.2 Centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte.
- General:
- 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 Gestión 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:  $Perd_{conducción} = f(Q^2)$ .  
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 (m<sup>3</sup>/s).

Caudal máximo de bombeo (m<sup>3</sup>/s).

Caudal mínimo de bombeo (m<sup>3</sup>/s).

Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal:  $Perd_{conducció} = f(Q^2)$ .

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.

2. Datos de cada grupo:

2.1 Centrales de más de 1 MW y menos de 10 MW de potencia 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 bornes del alternador (MVA).

Potencia nominal en turbinación (MW).

Caudal nominal (m<sup>3</sup>/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 (m<sup>3</sup>/s).

Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso afirmativo, indicar:

Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): Confirmar que el valor ajustado es cero.

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.

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.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: Tiempo crítico de desconexión.

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 s, indicar:

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.  
Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

2.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

General:

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 (m<sup>3</sup>/s).

Salto neto nominal (m).

Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

Caudal máximo de turbinación (m<sup>3</sup>/s).

Caudal mínimo de turbinación (m<sup>3</sup>/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:  $Perd_{conducció} = f(Q^2)$ .

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 (m<sup>3</sup>/s).

Caudal máximo de bombeo (m<sup>3</sup>/s).

Caudal mínimo de bombeo (m<sup>3</sup>/s).

Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal:  $Perd_{conducció} = f(Q^2)$ .

Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).

Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA<sub>r</sub>) en b.c.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA<sub>r</sub>) en b.c.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA<sub>r</sub>) en b.c.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA<sub>r</sub>) en b.c.

Factor de potencia nominal.

Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

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. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina incluyendo la constante de tiempo del agua  $T_w$ .

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO).

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.

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.

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 es cero

posibilidad de telemedida del valor ajustado.

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.

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, en el caso de centrales de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:

Tensión nominal de generación (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina.

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.).

(Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga, véase figura 1).

3. Datos de regulación secundaria en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria:

Zona de regulación a la que pertenece.

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.

4. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio en el caso de centrales de más de 50 mw o conectadas a la red de transporte:

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 agua).

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.

Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.

Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar el grupo en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

5. Datos de los transformadores de grupo.

5.1 Centrales de más de 50 MW 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 (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

5.2 Centrales conectadas a la red de transporte:

Véanse transformadores de transporte.

6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

6.1 Centrales de más de 50 MW no conectadas a la red de transporte:

Véanse líneas y cables de red observable.

6.2 Centrales conectadas a la red de transporte:

Véanse líneas y cables de transporte.

7. Datos de las protecciones en el caso de centrales de más de 50 mw o conectadas a la red de transporte.

7.1 General:

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.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: Tiempo crítico de desconexión.  
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.

7.2 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:

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.

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 (SI/NO) con las protecciones de la red.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: Ajustes.

Teledisparo ante contingencias en la red:

Capacidad de teledisparo (SI/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

8. Datos principales de los equipos de control de tensión en el caso de conexión 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, en el caso de centrales de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

9. Servicio complementario de control de tensión en el caso de conexión a la red de transporte:

Declaración explícita de cumplimiento de 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 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.

*Unidades térmicas de régimen ordinario*

## 1. Datos generales de la instalación.

Denominación de la central.

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).

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.

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).

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):

$$C_t = C_0 \times (1 - e^{-\lambda t})$$

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 (kWh/kcal).

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.

Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

2. Datos de cada generador.—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 (MVar) en b.a.  
 Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.  
 Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.  
 Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) 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 (MVar).  
 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.  
 Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal (p.u.).  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).  
 Constante de inercia del conjunto giratorio turbina-generador (s).  
 Reactancia de fuga no saturada (p.u.).  
 Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.), según figura 1.  
 Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.), según figura 1.  
 (Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga).

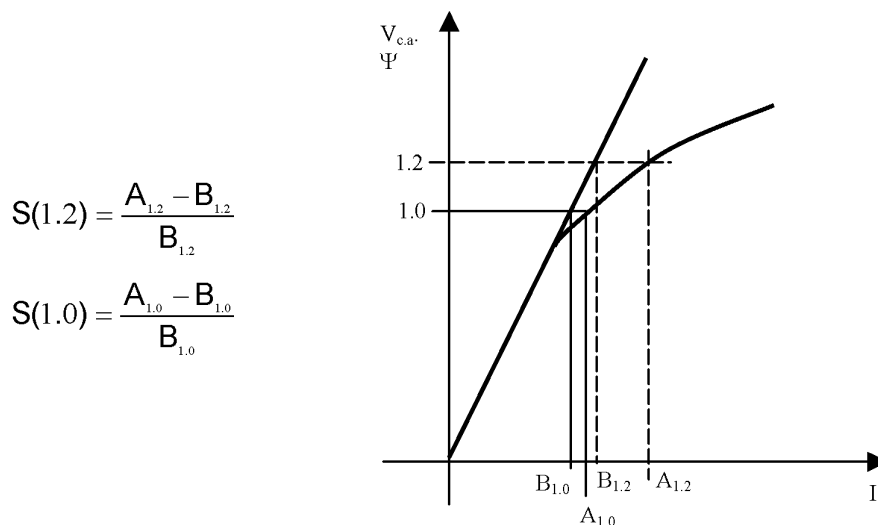


Figura 1.-Factores de saturación.



3. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.—En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, 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. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que considere el limitador de la temperatura de combustión.

Características de la turbina de vapor (en su caso): Fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que especifique la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. Debe incluirse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (sí/no).

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.

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 telemida del valor ajustado.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

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 es cero.

Posibilidad de telemida del valor ajustado.

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 han de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.

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 mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Datos de regulación secundaria.

Zona de regulación a la que pertenece.

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) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

5. Datos para programación y regulación terciaria.—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.

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).

Desde sincronización hasta plena carga (min).

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).

6 Datos principales de los equipos de control de tensión.—En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada generador de 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 mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

7. Servicio complementario de control de tensión.

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión de la red de transporte o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

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.

8. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

Alimentación de SSAA:

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 (MVAR).

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 (MVAR). 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 combustible).

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.

Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).

Reconexión del grupo a la red:

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. (Sí/No. Descripción).

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.

Otros datos:

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.

9. Datos de los transformadores de grupo.—Véanse transformadores de transporte.

10. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).—Véanse líneas y cables de transporte.

11. Datos de las protecciones.

11.1 Protecciones de la Central.

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 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.

Servicios auxiliares, relés de mínima tensión y/o de mínima frecuencia: Indicar ajustes y para el relé de mínima tensión fases en que mide y lógica de disparo.

Estabilidad de la central (grupo y servicios auxiliares) ante cortocircuitos en la red: Tiempo crítico de desconexión.

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 con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.

Protección de mínima frecuencia de grupo: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia (sí/no). Ajustes, en su caso.

## 11.2 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 grupo. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: Ajustes.

## 11.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (sí/no).

Tipo de teledisparo (apertura de interruptor de generación o «fast-valving»).

Potencia final y tiempo de bajada en los casos de reducción rápida de carga («fast-valving») y en general en procesos no instantáneos, como por ejemplo, en ciclos combinados, el de respuesta de la turbina de vapor al teledisparo parcial de turbinas de gas.

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

*Unidades de régimen especial conectadas a la red de transporte o de potencia neta instalada superior a 10 MW cualquiera que sea su punto de conexión o que vendan la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica*

## Grupos no eólicos

### 1. Datos de la instalación y de los grupos.

#### 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.

Fecha de concesión en Régimen Especial.  
Año final de la concesión.  
Normativa aplicable.  
Compañía Distribuidora.  
Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).  
Tipo de instalación según tipificación Real Decreto 661/2007 o reglamentación alternativa que sea de aplicación.  
Número de grupos.  
Combustible.  
Para grupos hidráulicos:  
Salto (m).  
Caudal máximo (m<sup>3</sup>/s).  
Régimen de regulación (fluyente, diario, semanal).  
Cuenca (río).  
Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares gestionables o que opten a gestionables:

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 sobredimensión de la planta para el almacenamiento.

Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.

Potencia acogida al R.D. 661/2007 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.

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): Confirmar que el valor ajustado es cero.

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.

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.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: Tiempo crítico de desconexión.

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 s, indicar:

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.  
Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW de potencia total –acogida más no acogida– o conectados a la red de transporte.

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).

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.

Máxima generación de reactiva a plena carga (Mvar) en el punto de conexión a la red.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (Mvar) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en el punto de conexión a la red.

Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria:

Características de la turbina: Fabricante y modelo. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina. Para una turbina hidráulica debe incluir la constante de tiempo del agua  $T_w$ . Para una turbina de gas el modelo debe considerar el limitador de la temperatura de combustión. Para una turbina de vapor se ha de especificar la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. En este último caso, debe proporcionarse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

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.

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 es cero.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

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.

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, en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

1.2.2 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

1.2.2.1 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.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado, sólo en caso de que existan procesos con control de onda en la instalación:

Bien a través de una previsión, 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.

O bien realizar medidas en el punto de conexión, 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.

Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.2.2.2 Datos de cada generador.

Tensión nominal (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Velocidad nominal.

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para ejes directo y transversal ( $\Omega$ ).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como para eje transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como para eje transversal (s).

2. Datos de regulación secundaria en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria.

Zona de regulación a la que pertenece.

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) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

3. Datos para programación y regulación terciaria (en caso de participar en el mercado de producción de energía eléctrica).

Tiempo mínimo de arranque de programación:

Desde sincronización hasta mínimo técnico (min).

Desde sincronización hasta plena carga (min).

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).

4. Datos para los planes de reposición del servicio en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 mw de potencia total –acogida más no acogida– o conectados a la red de transporte.

Alimentación de SSAA.

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 (MVar).

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 (MVar).

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 combustible).

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.

Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).

Reconexión del grupo a la red:

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. (Si/No. Descripción).

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.

Otros datos:

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.



5. Datos de los transformadores de grupo.
  - 5.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total –acogida más no acogida– 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 (%).
    - Impedancia homopolar (% en base máquina).
  - 5.2 Centrales conectadas a la red de transporte.–Véanse transformadores de transporte.
6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).
  - 6.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total –acogida más no acogida– no conectadas a la red de transporte.–Véanse líneas y cables de red observable.
  - 6.2 Centrales conectadas a la red de transporte.–Véanse líneas y cables de transporte.
7. Datos de las protecciones en el caso de centrales de más de 50 mw o conectadas a la red de transporte.
  - 7.1 General.
    - Relés de mínima tensión: Ajustes.
    - Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.
  - 7.2 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
    - 7.2.1 Protecciones de la Central.
      - Relé de sobretensión: Ajustes.
      - Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.
    - 7.2.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.
      - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de 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 (sí/no) con las protecciones de la red.
    - 7.2.3 Teledisparo ante contingencias en la red.
      - Capacidad de teledisparo (sí/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.
8. Datos principales de los equipos de control de tensión en el caso de conexión 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, en el caso de centrales de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

9. Servicio complementario de control de tensión en el caso de conexión a red de transporte.

Indicar opción a la que se acoge: procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión (sí/no), Real Decreto 661/2007 (sí/no), otros (especificar).

En caso afirmativo:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento o en el Real Decreto o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

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.

## Parques eólicos

### 1. Características de cada parque.

Nombre del parque.

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 concesión del Régimen Especial.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Domicilio del parque: Municipio, código postal y provincia.

Coordenadas UTM de la poligonal del parque.

Compañía Distribuidora.

Potencia instalada: Aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva del parque.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

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): Confirmar que el valor ajustado es cero.

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.

- Régimen de operación previsto del parque:
- Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.
  - Curva de potencia activa en función de la velocidad del viento, incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores dejan de aportar potencia.
  - Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
- Datos de cada modelo de aerogenerador:
- Número de aerogeneradores 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 en estátor (full converter), otras.
  - Breve descripción de la tecnología.
  - Potencia activa instalada de cada aerogenerador (kW).
  - Potencia aparente instalada de cada aerogenerador (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 del aerogenerador.
  - Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s).
  - Relación de multiplicación, en su caso.
  - Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico-eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
  - Coefficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).
  - Velocidad nominal (en el eje del alternador).
- Se aportará un modelo de cada tipo de generador que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.
- Compensación de reactiva en bornas del aerogenerador 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 parque excluida, en su caso, la asociada a cada aerogenerador:
- 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 (Mvar).

## 2. 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 (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

## 3. Datos de la línea o cable de conexión a la red.—Véanse líneas y cables de red observable.

### 4. Datos de las protecciones.

#### 4.1 Protecciones del parque.

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.

Estabilidad del parque ante cortocircuitos en la red: Tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

#### 4.2 Protecciones asociadas a los aerogeneradores.

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.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

#### 4.3 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 s, indicar:

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.

Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

Datos adicionales en el caso de parques conectados a la red de transporte:

#### 1. Características de cada parque.

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 el parque 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 parque, 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,

O bien realizar medidas a nivel de parque 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 los generadores.  
Esquema unifilar de protección del parque y de la instalación de enlace.

## 2. Servicio complementario de control de tensión.

Indicar opción a la que se acoge: Procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión (sí/no), Real Decreto 661/2007 (sí/no), otros (especificar).

En caso afirmativo:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento o en el Real Decreto o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que puedan modificarse 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.

## 3. Datos del transformador de parque (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, véase punto 5).

Potencia nominal (MVA).  
Tensión nominal (kV) de primario y secundario.  
Grupo de conexión.  
Pérdidas debidas a la carga (kW).  
Tensión de cortocircuito (%).  
Impedancia homopolar (% en base máquina).

## 4. Datos de la línea o cable de evacuación de cada parque (en su caso) (en caso de ser ésta la línea o cable de conexión a la red de transporte, véase punto 6).—Véanse líneas y cables de red observable.

## 5. Datos del transformador de conexión a la red.—Véanse transformadores de transporte.

## 6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).—Véanse líneas y cables de transporte.

### 7. Datos de las protecciones.

#### 7.1 Protecciones del parque.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

#### 7.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de 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 (sí/no) con las protecciones de la red.

#### 7.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (sí/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.

## Red de transporte

### Subestaciones

Nombre de la subestación.  
Domicilio: Municipio, código postal y provincia.  
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

### 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 (sí/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.

### 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 ( $\Omega$ ).

Reactancia de secuencia directa ( $\Omega$ ).

Susceptancia de secuencia directa ( $\mu\text{S}$ ).

Resistencia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).

Reactancia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).

Susceptancia de secuencia homopolar ( $\mu\text{S}$ ).

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 ( $^{\circ}\text{C}$ ).

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 (mm<sup>2</sup>).  
Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm<sup>2</sup>).  
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).

#### 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 100kV 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. 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 (%). 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 (sí/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.

Para transformadores de red observable:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

## Elementos de control de potencia activa o reactiva

Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.

Tipo (Reactancia o Condensador o Estática; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).

Número de orden.

Tensión nominal (kV).

Potencia nominal (MVar).

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.º de bloques.

Potencia nominal de cada bloque (MVA<sub>r</sub>).

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

En el caso de compensación estática: Las características del transformador de conexión a la red, tensión nominal del equipo compensador, característica V/I del sistema de compensación, y esquema de bloques del regulador de tensión con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

En el caso de elementos de control de potencia activa, se facilitarán los datos asociados en función de la configuración correspondiente.

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.

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.

## 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<sub>r</sub>) 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 (n.º 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 (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características principales de composición de la carga (si procede):

Proporción asimilable a carga de potencia constante.

Proporción asimilable a carga de impedancia constante.

Proporción asimilable a carga de intensidad constante.

Control de tensión:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y justificación.

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  $\varphi$  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  $\varphi$  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 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.

Línea o cable de conexión a la RdT (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 ( $\Omega$ ).

Reactancia de secuencia directa ( $\Omega$ ).

Susceptancia de secuencia directa ( $\mu\text{S}$ ).

Resistencia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).

Reactancia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).

Susceptancia de secuencia homopolar ( $\mu\text{S}$ ).

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.

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 (sí/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.

### *Red observable*

#### Subestaciones

Nombre de la subestación.

Domicilio: Municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

#### 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).

#### 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 ( $\Omega$ ).

Reactancia de secuencia directa ( $\Omega$ ).  
Susceptancia de secuencia directa ( $\mu\text{S}$ ).  
Resistencia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).  
Reactancia de secuencia homopolar ( $\Omega$ ).  
Susceptancia de secuencia homopolar ( $\mu\text{S}$ ).  
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).

## Transformadores

Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

## 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 (Mvar).

## ANEXO II

### Información que se enviará al OS en tiempo real

#### *Red de transporte y red observable*

Interruptores.  
Señalizaciones.  
Posición de los interruptores.  
Seccionadores.  
Señalizaciones.  
Posición de los seccionadores.  
Líneas.  
Medidas.  
Potencia activa.  
Potencia reactiva.  
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.  
Potencia reactiva primario de transformador.  
Potencia activa secundario de transformador.  
Potencia reactiva secundario de transformador.  
Potencia activa terciario de transformador.  
Potencia reactiva terciario de transformador.  
Toma del regulador en carga (sólo transformadores).  
Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).  
Potencia reactiva en reactancias.

Acoplamiento de barras.  
Señalizaciones.

Posición de los interruptores.  
Posición de los seccionadores.

Medidas.

Potencia activa.  
Potencia reactiva.

Barras.  
Medidas.

Tensión por sección de barra.  
Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas.

Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.  
Señalizaciones.

Estado local/remoto de regulación del grupo.  
Tipo de regulación, control/no control.

Grupos térmicos.  
Señalizaciones.

Posición de los interruptores de grupo.

Medidas.

Potencia activa en alta del transformador de máquina.  
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.  
Potencia activa en baja del transformador de máquina.  
Potencia reactiva en baja del transformador de máquina.  
Tensión de generación.

Grupos hidráulicos.  
Medidas.

Potencia activa en alta del transformador de máquina.  
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.

Grupos de bombeo puro.  
Medidas.

Potencia activa en alta del transformador de máquina.  
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.  
Cotas de embalses.

Grupos eólicos.  
Medidas.

Potencia activa en alta agrupada por parque eólico.  
Potencia reactiva en alta agrupada por parque eólico.

Medida de tensión.  
Estado de conexión del parque con la red de distribución o de transporte.  
Temperatura.  
Velocidad del viento (intensidad y dirección).  
Régimen especial no eólico.  
Medidas.

Potencia activa producida por cada una de las unidades de generación si dentro de la instalación existen consumos diferentes a los propios servicios auxiliares de las unidades de generación o alguna de las unidades tiene una potencia igual o superior a 10 MW y valor neto de la potencia activa intercambiada con la red.

Potencia reactiva producida/absorbida por cada una de las unidades de generación si dentro de la instalación existen consumos diferentes a los propios servicios auxiliares de las unidades de generación o alguna de las unidades tiene una potencia igual o superior a 10 MW y valor neto de la potencia reactiva intercambiada con la red.

Medida de tensión en el punto de conexión con la red.

Compensadores síncronos.  
Señalizaciones.

2. Estado de conexión.
- 3.
4. Medidas analógicas.
5. Potencia reactiva.

Tensión.

## 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 (en MW) interrumpida, 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,...).