

Código INE	Municipio	Zona de aplicación
27065	Vilalba	Boizan (Vilalba).
27065	Vilalba	Carballido (Vilalba).
27065	Vilalba	Codesido (Vilalba).
27065	Vilalba	Corvelle (Vilalba).
27065	Vilalba	Costa (Vilalba).
27065	Vilalba	Distriz (Vilalba).
27065	Vilalba	Gondaisque (Vilalba).
27065	Vilalba	Ínsua (Vilalba).
27065	Vilalba	Ladra (Vilalba).
27065	Vilalba	Nete (Vilalba).
27065	Vilalba	Oleiros (Vilalba).
27065	Vilalba	Rioaveso (Vilalba).
27065	Vilalba	Roman (Vilalba).
27065	Vilalba	Samarugo (Vilalba).
27065	Vilalba	Santaballa (Vilalba).
27065	Vilalba	Soaxe (Vilalba).
27065	Vilalba	Tardade (Vilalba).
27065	Vilalba	Vilapedre (Vilalba).
27065	Vilalba	Xoiban (Vilalba).

LISTA ADICIONAL

Provincia: Lugo

Código INE	Municipio	Zona de aplicación	Disponibilidad de banda ancha - %
27007	Begonte	Carral (Begonte)	10-60
27007	Begonte	Saavedra (Begonte)	10-60
27007	Begonte	Trobo (Begonte)	0-10
27007	Begonte	Uriz (Begonte)	10-60
27010	Castro de Rei ..	Bazar (Castro de Rei)	10-60
27010	Castro de Rei ..	Castro (Castro de Rei-Riberas de Lea)	60-90
27010	Castro de Rei ..	Castro de Rei	10-60
27010	Castro de Rei ..	Dumpin (Castro de Rei)	10-60
27010	Castro de Rei ..	Goberno (Castro de Rei)	0-10
27010	Castro de Rei ..	Loentia (Castro de Rei)	10-60
27010	Castro de Rei ..	Ludrio (Castro de Rei)	0-10
27010	Castro de Rei ..	Outeiro (Castro de Rei)	10-60
27010	Castro de Rei ..	Prevesos (Castro de Rei)	0-10
27010	Castro de Rei ..	Santa Locaia (Castro de Rei) ..	10-60
27010	Castro de Rei ..	Triaba (Castro de Rei)	10-60
27019	Foz	Caritel (Foz)	10-60
27019	Foz	Fazouro (Foz)	0-10
27019	Foz	San Martiño (Foz)	10-60
27022	Guitiriz	Guitiriz	10-60
27022	Guitiriz	Santa Mariña de Lagostelle (Guitiriz)	0-10
27044	Pastoriza, A ..	Fonmiña (A Pastoriza)	10-60
27044	Pastoriza, A ..	Pousada (A Pastoriza)	0-10
27065	Vilalba	Goiriz (Vilalba)	0-10
27065	Vilalba	Lanzos (Vilalba)	0-10
27065	Vilalba	Noche (Vilalba)	0-10
27065	Vilalba	Vilalba	60-90

9520

RESOLUCIÓN de 28 abril de 2006, de la Secretaría de Estado de Turismo y Comercio, por la que se determina la composición del Jurado para la adjudicación de las becas «Turismo de España» 2006 para la realización de cursos de postgrado y prácticas profesionales en empresas.

La Orden ITC/4430/2004, de 27 de Diciembre (BOE de 11 de enero de 2005), reguló las becas «Turismo de España» de estudio, investigación y práctica profesional para españoles y extranjeros.

De acuerdo con lo dispuesto en el apartado octavo, punto 2 de la precitada Orden de 27 de diciembre, esta Secretaría de Estado de Turismo y Comercio ha resuelto:

El Jurado que efectuará la propuesta de adjudicación de las becas enunciadas en el epígrafe estará formado por:

Presidente: Don Pascual Sarvisé Mascaray. Coordinador de Áreas. Subdirección General de Calidad e Innovación Turísticas. Secretaría General de Turismo.

Vocales:

Doña Águeda Esteban Talaya. Catedrática de Comercialización e Investigación de Mercados. Universidad de Castilla-La Mancha.

Don Luis Fernández Noriega. Director General de la Federación Española de Hostelería.

Doña Josefina Díez. Responsable de Calidad y Formación. Dirección General de Turismo. Generalidad de Cataluña,

Don Javier Yarza Urkiza. Técnico de Administración Turística y Competitividad. Consejería de Industria, Comercio y Turismo. Gobierno Vasco.

Doña María Diz Rodríguez. Jefe del Servicio de Formación y Cooperación Institucional. Dirección General de Turismo. Junta de Galicia.

Don Alejandro Jiménez Ródenes. Técnico en Turismo. Consejería de Empleo y Turismo. Ciudad de Melilla.

Secretaria: Doña Susana Cepas Palanca. Jefe de Servicio de Planes de Formación Empresarial. Secretaría General de Turismo.

El Secretario tendrá voz y pero no voto.

Madrid, 28 de abril de 2006.—El Secretario de Estado, P. D. (Orden ITC/3187/2004, de 4 de octubre, BOE del 6), el Secretario General de Turismo, Raimon Martínez Fraile.

9521

RESOLUCIÓN de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

Visto el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Vista la ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

Visto el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema, P.O. 14.1-14.7, 2.2, 3.1, 3.2, 3.3, 7.2 y 7.3 de acuerdo con lo establecido en 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.

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

Primero.—Se aprueban los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.1-14.7, 2.2, 3.1, 3.2, 3.3, 7.2 y 7.3 que figuran como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y será de aplicación para la realización de las programaciones que se ejecuten a partir de las cero horas del 1 de junio de 2006.

Madrid, 24 de mayo de 2006.—El Secretario General, Antonio Joaquín Fernández Segura.

Sr. Director General de Política Energética y Minas, Sra. Presidenta de la Comisión Nacional de Energía, Sr. Presidente de Red Eléctrica de España. S. A., Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S. A.

(En suplemento aparte se publica el anexo correspondiente)

**SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN
SECUNDARIA**

P.O. 7.2

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 empresas productoras, en especial las 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 II, Reglamento de la Regulación Secundaria, se describen las señales del sistema de control en tiempo real utilizadas en el proceso de regulación, así como 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 periodo 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 previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
- 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 la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS
- Resultado satisfactorio de las pruebas que, en cada caso, sean requeridas por el OS. La descripción de las pruebas se establece en la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS.

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.

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.
- 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 de control contenidos en la Instrucción Técnica correspondiente.

- 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.

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 la Instrucción Técnica correspondiente, publicada 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 la correspondiente Instrucción Técnica 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 periodos de programación del día siguiente.

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

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo I 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 sobre coste 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 admisibles 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 III 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 II).

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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 periodo, 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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.

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: ASIGNACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACION 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 periodo 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 periodo de programación correspondiente

1.2. Programa Viable Provisional (PVP).

En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación (j), y para cada periodo de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

1.3. Integración en zonas de regulación

Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4. Ofertas presentadas por los sujetos productores

Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

- Número de la oferta.

- Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).
- Oferta de reserva a bajar $RNS_{bajarah}$ (MW).
- Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración.
- 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 ($RNS_{subirh} + RNS_{bajarah}$) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ($RSBAN_{máx}$ y $RSBAN_{mín}$)

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 periodo 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 $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarahni}$, se elimina el bloque n de la oferta i
Si $RSBAN_{mín} > RNS_{subirhni} + RNS_{bajarahni}$, se elimina el bloque n de la oferta i
- Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos para cada periodo de programación (h), estando calculado el coste como:
 $Coste_{hr} = PS_{bandahr} * 1000$

donde r = Índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

- Se asigna el requerimiento establecido según la prioridad definida por la lista ordenada. En cada asignación del bloque de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada bloque de oferta se cumplirá:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} (RNS_{subirnh} + \sum RNS_{subirnh}, (RNS_{bajarnh} + \sum RNS_{bajarnh}) * RSB_n) - \sum R_{subir_{mh}}$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo} ((RNS_{subirnh} + \sum RNS_{subirnh}) / RSB_n, RNS_{bajarnh} + \sum RNS_{bajarnh}) - \sum R_{bajar_{mh}}$$

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.

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

$R_{bajar_{nh}}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

- En caso de que el bloque de oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación del mismo suponga el incumplimiento de la relación subir/ bajar establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_n}$ y $\sum R_{bajar_n}$ asignada se encuentra en el intervalo de $\pm 10\%$ en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1,1 * RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 * RSSUB_h$$

$$1,1 * RSBAJ_h > \sum R_{bajar_{nh}} > 0,9 * RSBAJ_h$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria para cada zona de regulación, corresponderá a la suma de todas las asignaciones realizadas a unidades de programación de generación pertenecientes a dicha zona.

Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{ZR} = \sum R_{subir_t} / RSSUB * 100$$

donde:

ZR = código de la zona de regulación.

t = Índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

3. VALIDACIÓN DE OFERTAS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas, hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo, visible en la última columna en la pantalla de asignaciones.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

- Durante el proceso de lectura de las ofertas
- En el preproceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación.
- En el propio proceso de asignación
- Al finalizar el proceso de asignación.

A continuación se describen las comprobaciones aplicadas, así como los códigos de rechazo asociados a cada una de ellas.

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

En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación de generación, compuesta de un número no limitado de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios periodos de programación.

Se contemplan las siguientes restricciones a las ofertas, cuya violación lleva consigo el rechazo del bloque de oferta afectado:

- El precio de oferta de cada bloque no deberá superar el precio máximo de banda de regulación secundaria establecido y publicado, en su caso, por la Administración 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 periodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.
- No se aceptarán ofertas de unidades de programación de generación no habilitadas para regular.

3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

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

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

- Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por seguridad.
- Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por indisponibilidad (comunicada por el 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 periodo 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 II: 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 periodos 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 periodo 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 periodo de programación, el sistema de Regulación Compartida Peninsular dispondrá de los siguientes valores para cada una de las zonas de regulación:

- RAS_i : reserva asignada a subir a la zona i
- RAB_i : reserva asignada a bajar a la zona i
- KA_i : coeficiente de participación nominal de la zona i en la regulación del sistema peninsular español.

3. FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR MAESTRO (RCP)

3.1 Evaluación del requerimiento de regulación del sistema

El sistema de RCP, en cada ciclo, evalúa el error de control de área del sistema eléctrico:

$$ACE = FNIDR - B\Delta f$$

donde

- | | |
|--------------|---|
| $FNIDR$: | Valor filtrado del desvío en las interconexiones del sistema respecto a su valor programado |
| B (MW/Hz): | Constante de "bias" del sistema asignada por la UCTE |
| Δf : | Desvío de frecuencia respecto a su valor de consigna |

En función del valor de ACE calculado y del estado de cada zona de regulación, se calcula el requerimiento de regulación PRR a repartir.

3.2 Determinación del estado de las zonas de regulación.

Los posibles estados para una zona de regulación son:

- ESTADO OFF: incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona. Una de las posibles causas es la indisponibilidad del AGC de la zona.
- ESTADO OFF POR ORDEN DEL OS: el sistema considera, a petición del OS o como consecuencia de condicionantes de la operación o de indisponibilidad de equipos bajo la responsabilidad del OS, incapacidad para participar en la regulación por parte de la zona. Este estado será equivalente al modo OFF a 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_i: error de control de área de la zona i.
- NID_i: desvío de generación de la zona i respecto a su programa
- B_i: constante de "bias" asignada a la zona i de regulación
- CRR_i: contribución requerida a la regulación para la zona i,

el sistema de la RCP calculará el valor de CRR_i a enviar a cada zona de regulación de forma que se garantice que el conjunto de zonas de regulación contribuyan de forma suficiente al requerimiento total del sistema. Para ello se utilizarán como coeficientes de reparto nominales los calculados a partir de las asignaciones del correspondiente mercado de banda de regulación. Éstos 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 III: 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 periodo 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 periodo de programación completo, y la solicitud del agente la reciba el OS al menos 15 minutos antes del inicio del primer periodo 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 periodo 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 periodo de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda, estando referidos, por tanto, estos nuevos coeficientes al nuevo valor global de reserva de regulación

resultante, tras descontar al total de asignaciones del día D – 1 las desasignaciones descritas en el punto inmediato anterior.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda (reduciéndose o desapareciendo la limitación por seguridad o la asignación del redespacho de energía de asignación de terciaria o desvíos por MER que provocaba un incumplimiento de la banda de reserva de potencia asignada en D-1), y no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o parcial de la banda comprometida en el PVD a partir del momento de la aceptación de esta acción por el 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 periodos.