

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE ASUNTOS EXTERIORES

5203 *ORDEN de 7 de marzo de 2000 por la que se corrigen errores de la Orden de 4 de octubre de 1999, por la que se crea una Oficina Consular Honoraria en Montego Bay (Jamaica).*

Advertidos errores en el texto de la Orden de 4 de octubre de 1999 por la que se crea una Oficina Consular Honoraria en Montego Bay (Jamaica), publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 245, de 13 de octubre de 1999, página 36256, se procede a efectuar las oportunas rectificaciones:

En el preámbulo donde dice: «... un Viceconsulado Honorario...», debe decir: «... una Agencia Consular Honoraria...».

En el apartado primero, donde dice: «... con categoría de Viceconsulado Honorario...», debe decir: «... con categoría de Agencia Consular Honoraria...».

En el apartado segundo, donde dice: «... categoría de Vicecónsul Honorario...», debe decir: «... categoría de Agente Consular Honorario...».

Madrid, 7 de marzo de 2000.

MATUTES JUAN

Excmos. Sres. Subsecretario; Secretario general de Política Exterior y para la Unión Europea y Embajador de España en Kingston.

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

5204 *RESOLUCIÓN de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) «Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte».*

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de acuerdo con el apartado 1 del 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.

El procedimiento propuesto actualiza el aprobado mediante Resolución de 30 de julio de 1998 correspondiente al servicio complementario de control de ten-

sión por los generadores, solventando aspectos resueltos insuficientemente, como el no contemplar a todos los agentes que intervienen en el control de tensión.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, esta Secretaría del Estado resuelve:

Primero.—Se aprueba el procedimiento para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor el primer día del mes siguiente a su publicación.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Madrid, 10 de marzo de 2000.—El Secretario de Estado, José Manuel Serra Peris.

Ilmo. Sr. Director general de la Energía.

Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Sr. Presidente de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».

Sra. Presidenta de la «Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima».

ANEXO

P.O. - 7.4

Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el modo en que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán el servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte.

Este servicio es imprescindible para que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas de forma que el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad adecuados y las unidades de producción puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es aplicable al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM), a los transportistas, a los productores acogidos al régimen ordinario, distribuidores, consumidores cualificados no acogidos a tarifa conectados a la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución.

3. Definiciones

Control de tensión: El control de tensión consiste en el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores, reactancias, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

4. Proveedores del servicio

Los proveedores del servicio serán:

a) Todos los grupos generadores, que se regulen por el régimen ordinario, de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW y con conexión directa o a través de una línea específica de evacuación, a nudos de la red de transporte.

Dentro de este conjunto, se considerará proveedor del servicio cualquier grupo generador asociado a unidades de producción térmica, centrales de bombeo o unidades de gestión hidráulica, que participe en el mercado de producción, esté afecto a un contrato bilateral físico o actúe como compensador síncrono.

Los generadores pertenecientes al régimen especial serán proveedores del servicio en el momento en que la regulación establecida para este tipo de producción lo permita. Hasta entonces, la producción correspondiente a las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración se regirá por lo establecido en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, o normativa posterior que lo sustituya.

Cuando varios grupos de potencia neta registrada inferior a 30 MW viertan su energía en un mismo nudo de la red de transporte y la suma de sus potencias netas registradas sea igual o superior a 30 MW se considerarán proveedores del servicio en los períodos en los que la potencia global generada sea igual o superior a 30 MW.

b) Las empresas transportistas.

c) Los consumidores cualificados no acogidos a tarifa (1) conectados directamente, o a través de una línea específica, a nudos de la red de transporte (en adelante «consumidores proveedores del servicio») con potencia contratada igual o superior a 15 MW.

Cuando previa petición del proveedor del servicio, para el control y medida del servicio complementario, el Operador del sistema haya agrupado las magnitudes correspondientes al consumo de varios puntos frontera que converjan en el mismo nudo de la red de transporte y estén asociados al mismo proveedor, este consumidor se considerará proveedor del servicio cuando la suma de las potencias contratadas sea igual o superior a 15 MW.

d) Los gestores de las redes de distribución. En una fase inicial esta gestión corresponderá a los propios distribuidores que deberán prestar el servicio gestionando los elementos de control de tensión de su propiedad. Una vez desarrolladas las funciones asignadas a los gestores en relación con el control de tensión en las redes de distribución, éstos prestarán el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte mediante la actuación sobre todos los elementos de control de tensión de la zona bajo su gestión, en la forma que se establece en este procedimiento.

5. Funciones del operador del sistema

Las funciones del Operador del sistema en lo que se refiere al servicio complementario de control de tensión son las siguientes:

a) Identificar los puntos frontera de la red de transporte y determinar y publicar las consignas de tensión a mantener en ellos.

b) Asignar el servicio que deben prestar los diferentes proveedores conforme a sus ofertas de capacidad adicional y emitir las instrucciones para la operación en tiempo real de los elementos de control de tensión de la red de transporte.

c) Controlar y medir la prestación del servicio.

d) Facilitar al Operador del mercado la información necesaria para la liquidación del servicio a aquellos proveedores que sean agentes del mercado o que participen en el mismo a través de agentes comercializadores.

e) Facilitar a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) la información necesaria para el seguimiento del servicio prestado por todos los proveedores, para la liquidación del servicio prestado por los gestores de las redes de distribución y para la liquidación de la actividad de transporte.

f) Aplicar, en caso necesario, los mecanismos excepcionales previstos al efecto que garanticen la seguridad y calidad del servicio en tiempo real.

6. Prestación del servicio

Debido al carácter eminentemente local del control de tensión y a la imposibilidad, en la situación actual, de implantar un mercado competitivo aplicable a todas las zonas, para garantizar la seguridad del sistema se establece un servicio complementario que requiere una prestación mínima de carácter obligatorio.

Adicionalmente, existirá una prestación opcional de los recursos que excedan la parte obligatoria.

6.1 Requisitos obligatorios.—Como condición técnica de conexión a la red de transporte, para garantizar el correcto funcionamiento y la seguridad del sistema, los proveedores de este servicio complementario deberán prestar los servicios mínimos siguientes:

6.1.1 Generadores.—Los generadores deberán disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva tanto en generación como en absorción para la prestación del servicio, y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en barras de central dentro de los márgenes de variación definidos por el valor de consigna de tensión y la banda de variación admisible en torno a la misma establecidas por el Operador del sistema.

Para los generadores se establece como margen de potencia reactiva mínimo obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte, el definido por la potencia activa neta instalada determinada a partir de la información recogida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y los siguientes valores de coseno de φ :

a) Cos φ capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).

b) Cos φ inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).

Este margen de generación/absorción de reactiva deberá ser capaz de proporcionarlo el grupo para todo el rango de variación de la potencia activa comprendido entre el mínimo técnico y su potencia activa neta máxima.

(1) Los consumidores acogidos a tarifa se regularán de acuerdo con lo establecido en el anexo I de la Orden ministerial de 12 de enero de 1995, o normativa posterior que la modifique.

Estos requisitos variarán en función del valor de la tensión en el correspondiente nudo de la red de transporte según la función lineal indicada gráficamente en el anexo 6.

6.1.2 Transportistas.—Están obligados a prestar el servicio con todos los medios disponibles para este fin en la red de su propiedad: reactancias, condensadores, transformadores con regulación, apertura de líneas para el control de tensión y otros elementos de gestión de reactiva y control de tensión.

Deberán colaborar, con el movimiento de los reguladores de tomas en carga de los transformadores de su propiedad y la maniobra de sus elementos de control de tensión, al mantenimiento de la tensión en los correspondientes nudos de tensión controlada dentro de los márgenes de variación definidos por el Operador del sistema y deberán seguir, en cualquier caso, las instrucciones que imparta el Operador del sistema.

6.1.3 Consumidores proveedores del servicio.—Se establecen los siguientes requisitos obligatorios aplicables a los consumidores proveedores del servicio, en cada uno de los tres períodos horarios (punta, valle y llano) establecidos en el anexo 7 de este Procedimiento.

a) Período horario de punta:

El consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33 por 100 del consumo de potencia activa ($\text{Cos } \varphi \geq 0,95$ inductivo).

b) Período horario de valle:

No podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($\text{Cos } \varphi \geq 1$ inductivo).

c) Período horario de llano:

El consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33 por 100 del consumo de potencia activa y no podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($0,95$ inductivo $< \text{Cos } \varphi < 1,00$ inductivo).

Una explicación gráfica de la zona donde deben moverse estos proveedores se presenta en el anexo 2.

6.1.4 Gestores de las redes de distribución.—Deberán cumplir los mismos requisitos obligatorios indicados en el apartado anterior para los consumidores proveedores del servicio.

Para el cumplimiento de estos requerimientos en los correspondientes puntos frontera de conexión a la red de transporte, deberán utilizar los elementos de control de tensión de las instalaciones en el ámbito de su gestión.

6.2 Oferta de recursos adicionales.—Los productores, consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución podrán ofertar sus posibles recursos adicionales disponibles que excedan los requisitos mínimos obligatorios.

Inicialmente las ofertas de recursos adicionales no llevarán asociado precio de oferta, retribuyéndose su asignación y utilización posterior mediante un sistema de precios regulados.

El Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la CNSE, publicará, para ello, antes del 15 de septiembre de cada año, los precios regulados en función de los cuales serán retribuidos estos recursos adicionales durante el año siguiente.

6.2.1 Generadores.—Los productores podrán ofertar la disponibilidad de una banda adicional de generación y/o absorción de potencia reactiva que exceda la correspondiente a los recursos obligatorios.

Asimismo, los productores podrán presentar ofertas que contemplen el funcionamiento de los grupos como compensadores síncronos.

En cada oferta se indicará el mes o meses del año a que aplica.

6.2.2 Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.—Los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución podrán presentar al Operador del sistema ofertas de sus recursos adicionales disponibles que excedan los requisitos mínimos obligatorios.

En cada oferta se indicará el mes o meses del año y el período horario (períodos de punta, valle o llano establecidos en el anexo 7 de este Procedimiento) a los que aplica.

En el caso de que el consumidor cualificado no participe directamente en el mercado de producción y lo haga a través de un agente comercializador, la oferta de recursos adicionales de generación/absorción de potencia reactiva la presentará este agente, constituyéndose en interlocutor único para todos los aspectos relacionados con el servicio complementario de control de tensión.

7. Información que deberán facilitar los proveedores del servicio al Operador del sistema

Antes del 15 de octubre de cada año, los proveedores del servicio deberán enviar al Operador del sistema la información indicada en este apartado.

En el caso de incorporación de nuevas instalaciones en el transcurso del año, los titulares de éstas deberán facilitar al Operador del sistema esta misma información, antes de la entrada en servicio de la correspondiente instalación, y podrán presentar, en su caso, ofertas de los recursos adicionales, en plazo diferente al anteriormente indicado, incorporando, en cualquier caso, en su comunicación la fecha prevista para la entrada en servicio de la nueva instalación.

7.1 Generadores.—Los generadores podrán ofertar su capacidad máxima de generación y absorción de potencia reactiva, mediante una declaración de la disponibilidad de los recursos mínimos obligatorios y oferta opcional de los recursos adicionales que excedan el margen mínimo obligatorio.

Estos datos corresponderán a barras de central y se expresarán, para cada mes del año, en forma tabular, asociando a cinco valores de potencia activa neta representativos de todo su margen de producción (desde el mínimo técnico hasta la potencia neta máxima), los valores límites de generación y absorción de potencia reactiva correspondientes a su funcionamiento a distintos valores de tensión de acuerdo con los criterios siguientes:

a) Para generadores con evacuación en el nivel de 400 kV se facilitarán 11 valores de generación y otros 11 valores de absorción de potencia reactiva distribuidos uniformemente en el rango comprendido entre 380 kV y 420 kV, inclusive, para valores de tensión separados entre sí 4 kV.

b) Para generadores con evacuación en el nivel de 220 kV se facilitarán 11 valores de generación y otros 11 valores de absorción de potencia reactiva distribuidos uniformemente en el rango comprendido entre 205 y 235 kV, inclusive, para valores de tensión separados entre sí 3 kV.

Se permitirá que aquellos productores que lo deseen puedan realizar más de una oferta mensual por cada grupo, para considerar los diferentes márgenes de capacidad de generación y absorción de potencia reactiva que permiten los transformadores elevadores con cambio de tomas en vacío. En estos casos, los productores podrán presentar diferentes ofertas para cada unidad y mes, siendo aplicable, cada una, a una posición del cambiador de tomas en vacío del correspondiente transformador de salida de grupo.

Todos los productores deberán facilitar, además, la información complementaria que se describe en el anexo 1. Esta información será tenida en cuenta por

el Operador del sistema para valorar la factibilidad técnica de las ofertas de recursos adicionales y será necesaria en situaciones de emergencia para garantizar la seguridad del sistema.

7.1.1 Funcionamiento como compensadores síncronos.—Estas ofertas de los productores para que sus grupos puedan funcionar como compensadores síncronos deberán ser independientes de las anteriores.

Se podrán presentar ofertas, para cada uno de los meses del año siguiente, indicando la capacidad de generación y absorción de potencia reactiva disponible aplicable a todos los períodos de programación del mes considerado.

7.2 Transportistas.—La información, que deberán facilitar los transportistas al Operador del sistema sobre sus instalaciones, forma parte de la información que aparece detallada en los Procedimientos de Operación para el establecimiento y la actualización de la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.

7.3 Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.—Deberán facilitar, por cada punto frontera de conexión con la red de transporte, la siguiente información:

- a) Código del punto frontera.
- b) Nombre y tensión (kV) del nudo de la red de transporte en el que se ubica el punto frontera.
- c) Potencia contratada (MW) (sólo en el caso de los consumidores proveedores del servicio).

Los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución podrán presentar dos tipos diferenciados de ofertas:

7.3.1 Ofertas equivalentes a una generación adicional de reactiva en el sistema.—Corresponden a la oferta, en horas de punta o llano, de un consumo máximo de reactiva inferior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($\text{Cos } \varphi \text{ inductivo} \geq A1$, siendo $A1 > 0,95$), o bien, la oferta en horas punta de una entrega mínima de reactiva ($\text{Cos } \varphi \text{ capacitivo} \leq A2$, siendo $A2 < 1$).

Una explicación gráfica de las zonas donde aplican las ofertas tipo A1 y A2 se presenta en el anexo 2.

7.3.2 Ofertas equivalentes a una absorción adicional de reactiva en el sistema.—Corresponden a la oferta, en horas de valle o llano, de un consumo mínimo de reactiva superior al 0 por 100 e inferior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($\text{Cos } \varphi \text{ inductivo} \leq B1$, siendo $0,95 B1 < 1,00$), o bien, la oferta, en horas de valle, de un consumo mínimo de reactiva superior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($\text{Cos } \varphi \text{ inductivo} \leq B2$, siendo $B2 < 0,95$).

Una explicación gráfica de las zonas donde aplican las ofertas tipo B1 y B2 se presenta en el anexo 2.

7.4 Base de datos de proveedores del servicio.—El Operador del sistema mantendrá permanentemente actualizada una base de datos con toda la información relativa a los proveedores del servicio.

Todos los proveedores del servicio deberán comunicar al Operador del sistema, en el menor plazo de tiempo posible, cualquier modificación, por razones de carácter técnico, que afecte a la información previamente comunicada al Operador del sistema.

8. Asignación de las ofertas de recursos adicionales

La asignación de ofertas de recursos adicionales se efectuará con una periodicidad anual antes del 15 de diciembre de cada año.

En el caso de la incorporación de nuevas instalaciones a lo largo del año, el Operador del sistema podrá asignarlas a partir de la fecha real de entrada en servicio de la instalación.

8.1 Generadores.—El Operador del sistema confirmará la asignación del servicio a los generadores una vez comprobado que reúnen los requisitos técnicos necesarios.

En el caso de generadores que hayan presentado varias ofertas para un mismo mes, el Operador del sistema asignará solamente una de ellas para cada mes, aplicable a una determinada posición del cambiador de tomas del transformador de salida del grupo, quedando el productor comprometido, una vez realizada la asignación anual, a efectuar este cambio de tomas. Esta asignación únicamente se podrá modificar por el mecanismo excepcional de resolución conforme a lo establecido el apartado 12 de este Procedimiento.

8.2 Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución

El Operador del sistema asignará anualmente las ofertas de recursos adicionales presentadas por los consumidores proveedores del servicio y por los gestores de las redes de distribución. Los criterios que se considerarán para esta asignación anual serán el impacto positivo de la disponibilidad de estos recursos adicionales para la seguridad del sistema y la aportación que representan los mismos para el control de tensión de la red de transporte.

Se efectuará, para ello, en la fase de elaboración del Plan de control de tensión anual, un análisis detallado de la influencia que tendría la asignación de estos recursos adicionales sobre el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema establecidos en los Procedimientos de Operación y, en especial, sobre el control de tensión de la red de transporte.

8.3 Información facilitada junto con el Plan Anual de Control de Tensión

En el Plan de control de tensión para el año siguiente, que el Operador del sistema publicará antes del 15 de diciembre de cada año, se incluirá toda la información referente a la asignación de ofertas adicionales a los generadores, consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución, junto con los criterios de actuación sobre los diferentes elementos de control de tensión de la red de transporte, los valores de las consignas de tensión a mantener en barras de central y en los nudos de la red de transporte controlados por transformadores con regulador de tomas en carga, obtenidos en los diferentes escenarios analizados, las señales oportunas sobre las zonas deficitarias en medios de compensación de reactiva y cuanta información adicional sea necesaria para garantizar la transparencia del proceso de asignación de recursos adicionales.

9. Determinación de las consignas de tensión y límites de consumo/entrega de potencia reactiva asignados en puntos frontera en el proceso de programación diaria

Para el proceso de resolución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) el Operador del sistema contará con todos los recursos (obligatorios y adicionales asignados anualmente) de control de tensión disponibles como resultado de la aplicación de este procedimiento.

Cada día, sobre el programa viable provisional (PVP), el Operador del sistema determinará, mediante la aplicación de un programa de flujo de cargas óptimo, las consignas de tensión a mantener en los nudos de control (barras de central de los generadores y nudos de tensión controlada por transformadores provistos de cambiador de tomas en carga), en cada período horario de programación correspondiente al día siguiente.

Asimismo, el Operador del sistema determinará los valores de coseno de (equivalente a los valores límites del porcentaje del consumo/entrega de potencia reactiva referido al consumo de potencia activa), que deberán

mantener los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución en los correspondientes puntos frontera con la red de transporte.

El criterio que se considerará al aplicar el programa de flujo de cargas óptimo es el de garantizar la seguridad y la calidad del suministro, minimizando las pérdidas de transporte y asegurando la existencia del margen de reserva de potencia reactiva necesario para evitar posibles situaciones de colapso de tensión.

La aplicación del flujo de cargas óptimo permitirá establecer el perfil de tensión de forma que se verifiquen todos los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema establecidos en los Procedimientos de Operación.

El Operador del sistema comunicará diariamente, a través del sistema de información del Operador del sistema (SIOS), antes de transcurridas cuatro horas de la publicación del PVP, la información relativa a las consignas de tensión a mantener en los nudos de control (barras de central de los generadores y nudos de tensión controlada por transformadores provistos de cambiador de tomas en carga).

Asimismo, el Operador del sistema realizará una asignación diaria a los consumidores proveedores del servicio y a los gestores de las redes de distribución, en aplicación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema establecidos en los Procedimientos de Operación, especificando los límites de consumo/entrega de potencia reactiva que han de respetar para cada período de programación del día siguiente. Esta asignación diaria sólo se podrá aplicar sobre aquellas ofertas previamente aceptadas en la asignación anual.

En el anexo 4 de este procedimiento se incluye un resumen de la secuencia correspondiente a las diferentes actuaciones asociadas a estos procesos.

10. Medida y control del cumplimiento del servicio

Para el control del cumplimiento del servicio, el Operador del sistema utilizará las telemidas recibidas en el sistema de control de energía en tiempo real del CECOEL.

En ausencia de telemidas, o cuando éstas no cumplan los requisitos mínimos de calidad, establecidos en el anexo 3 de este procedimiento, se utilizarán los resultados del estimador de estado del mismo sistema de control.

Una vez que estén disponibles en el sistema de medidas eléctricas (SIMEL) las medidas horarias de energía reactiva, se utilizarán éstas para calcular las energías finales válidas para la medida y retribución del servicio prestado por los generadores, previo control del cumplimiento efectivo del servicio complementario de control de tensión en base a un sistema de muestreo periódico de las telemidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión recibidas en el sistema de control de energía en tiempo real del CECOEL, o mediante la utilización, en su caso, de los resultados del estimador de estado del mismo sistema de control.

Para la medida y retribución del servicio prestado por los consumidores proveedores del servicio y por los gestores de las redes de distribución, se utilizarán, asimismo, las medidas horarias de energía activa y reactiva que estén disponibles en el sistema de medidas eléctricas (SIMEL), previo control del cumplimiento efectivo del servicio complementario de control de tensión en base a un sistema de muestreo periódico de las telemidas de potencia reactiva y potencia activa recibidas en el sistema de control de energía en tiempo real del CECOEL, o mediante la utilización, en su caso, los resultados del estimador de estado del mismo sistema de control.

En el anexo 3 se detallan los criterios y procesos para el tratamiento y control de la calidad de las telemidas y de los resultados del estimador de estado.

El Operador del sistema elaborará y mantendrá actualizada la información referente a las telemidas y resultados del estimador de estado utilizados para el control de la prestación del servicio.

El control del cumplimiento del servicio prestado por los diferentes proveedores se realizará en la forma que se detalla a continuación:

10.1 Generadores.—El Operador del sistema realizará, cada cinco minutos, un muestreo de los valores de la tensión en el nudo de control y de las potencias activa y reactiva generada/absorbida por el grupo en barras de central.

Para valorar el grado de cumplimiento del servicio se establece una banda admisible de $\pm 2,5$ kV en torno al valor de tensión de consigna establecido por el Operador del sistema para el nudo de control.

Se considerará prestado adecuadamente el servicio cuando se cumpla, al menos, en el 75 por 100 de los valores muestreados en cada hora, una de las dos condiciones siguientes:

a) La tensión en el nudo de control asignado al grupo se mantiene dentro de los márgenes de variación admisibles.

b) El grupo ha alcanzado el límite de potencia reactiva obligatorio o, en su caso, el obligatorio más el adicional asignado, en el sentido adecuado.

Para ello, se comprobará que las telemidas de tensión del nudo de control o, en su defecto, los valores resultantes de la estimación de estado están dentro de la banda admisible ($\pm 2,5$ kV en torno al valor de tensión de consigna establecido por el Operador del sistema para el nudo de control), al menos, en el 75 por 100 de los valores muestreados en cada hora. De ser así, el servicio se considerará adecuadamente cumplido.

En caso de que la tensión haya estado fuera de la banda admisible en más del 25 por 100 de los valores muestreados en la hora, se analizarán los valores de potencia activa y reactiva en barras de la central y se determinará para cada conjunto de valores de potencia activa y de tensión en barras de central, la potencia reactiva límite que debería haber entregado o absorbido el grupo en esa situación, teniendo en cuenta para ello tanto los requisitos mínimos obligatorios como, en su caso, los recursos adicionales asignados.

En este último caso, aun no cumpliendo con la consigna de tensión establecida para el correspondiente nudo de control (barras de central), siempre que el grupo haya alcanzado el valor límite de potencia reactiva que le corresponda (requisitos obligatorios + recursos adicionales asignados) en esa situación, al menos en un 75 por 100 de las muestras tomadas en cada hora en que la tensión quedó fuera de límites para realizar esta comprobación, se considerará el servicio adecuadamente prestado.

En todos aquellos períodos horarios en los que la potencia activa neta media generada (de un grupo o conjunto de grupos menores de 30 MW que converjan en el mismo nudo de la red de transporte) sea inferior a 30 MW, se suspenderá el control del servicio complementario prestado por los generadores, dada la reducida magnitud de potencia reactiva a medir y controlar y su baja influencia en el control de tensión de la red de transporte.

10.2 Transportistas.—Colaborarán al mantenimiento de la tensión en los nudos controlados por los transformadores con regulador de tomas en carga lo más cercana posible al valor de tensión de consigna establecida por el Operador del sistema en la programación diaria.

El cumplimiento del servicio se concreta en el seguimiento de las instrucciones impartidas por el Operador del sistema para la maniobra de reactancias, condensadores, líneas, cambio de tomas en transformadores y otros elementos de control de tensión.

Se considerará cumplido el servicio siempre que se sigan las instrucciones del Operador del sistema en un plazo no superior a diez minutos, excepto para los transformadores con cambiador de tomas en vacío, en los que el período máximo admisible para cumplir las instrucciones recibidas será de cinco días. Este período podrá ser ampliado por el Operador del sistema en caso de que el descargo de instalaciones, necesario para el cambio de toma, provoque restricciones técnicas en el sistema.

A través del sistema de alarmas del sistema de control de energía en tiempo real del CECOEL se controlará el cumplimiento del servicio prestado por los transportistas, mediante la contrastación de la fecha y hora específica de emisión de las órdenes por parte del Operador del sistema, y la fecha y hora en la que la orden se ejecuta finalmente.

10.3 Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.—El Operador del sistema realizará, cada diez minutos, un muestreo de las medidas de potencia activa y reactiva en los puntos frontera entre la red de transporte y los consumidores proveedores del servicio y entre la red de transporte y las redes de distribución.

El servicio se considerará prestado correctamente cuando el valor del factor de potencia resultante de los valores muestreados verifique los requisitos mínimos obligatorios y, en su caso, asignados en, al menos, el 75 por 100 de los valores muestreados en cada hora.

Previa petición del proveedor del servicio, el Operador del sistema podrá agrupar las magnitudes de varios puntos frontera que converjan en el mismo nudo de la red de transporte y asociados al mismo proveedor para el control y medida del servicio.

En todos aquellos períodos horarios en los que el consumo de energía activa en el correspondiente punto frontera o, en su caso, conjunto de puntos frontera sea inferior a 15 MWh, se suspenderá el control del servicio complementario prestado por los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución, dada la reducida magnitud de potencia reactiva a medir y controlar y su baja influencia en el control de tensión de la red de transporte.

10.4 Control de la no existencia de recirculaciones o desequilibrios inadmisibles de potencia reactiva.—El Operador del sistema controlará permanentemente que no se produzcan recirculaciones o desequilibrios inadmisibles de potencia reactiva y que todos los elementos de control de tensión actúen en el sentido correcto.

A tal efecto, el Operador del sistema establecerá en el mecanismo general de medida y control del cumplimiento del servicio mecanismos específicos de control por nudo y por conjunto de proveedores con influencia en el control de tensión de una misma zona, considerando incumplimientos aquellas situaciones en las que se identifiquen recirculaciones o desequilibrios de reactiva no imputables a oscilaciones normales con valores bajos de generación/absorción de potencia reactiva, entre grupos de un mismo emplazamiento o conjunto de proveedores de una misma zona eléctrica, o actuaciones contrarias a la correcta gestión técnica de los elementos de control de tensión.

Junto con el Plan Anual de Control de Tensión se establecerán las bases para la implantación de este tipo de control.

10.5 Información facilitada por el Operador del sistema

El Operador del sistema obtendrá, tratará y almacenará toda la información necesaria para la medida y control del cumplimiento del servicio según se describe en el anexo 4.

El Operador del sistema enviará al Operador del mercado toda la información necesaria para la liquidación del servicio complementario prestado por los agentes del mercado y por los consumidores proveedores del servicio que hayan presentado ofertas para la prestación del servicio complementario de control de tensión a través de agentes comercializadores.

El Operador del sistema facilitará a la CNSE toda la información necesaria para el seguimiento de la prestación de este servicio complementario, así como para la liquidación de la prestación de este servicio por parte de los gestores de las redes de distribución y para la liquidación de la actividad de transporte.

11. Mecanismo excepcional de resolución

En caso necesario, en la operación en tiempo real del sistema, el Operador del sistema podrá adoptar las acciones necesarias para el control de tensión de la red de transporte, incluyendo instrucciones específicas a los generadores proveedores del servicio sobre la tensión a mantener o la potencia reactiva a generar/absorber en cada punto frontera de la red de transporte, e instrucciones específicas a los consumidores proveedores del servicio para la maniobra de los elementos de control de tensión de su propiedad y a los gestores de las redes de distribución para la maniobra de los elementos de control de tensión en el ámbito de su gestión, conforme a lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 2019/1997, justificando sus actuaciones a posteriori.

12. Retribución del servicio

El servicio complementario de control de tensión se retribuirá a los diferentes proveedores del servicio con periodicidad mensual atendiendo los siguientes criterios:

12.1 Generadores.—La retribución constará de cuatro términos diferenciados:

- a) Disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva, asignada en el Plan de control de tensión anual.
- b) Disponibilidad de banda adicional de absorción de potencia reactiva, asignada en el Plan de control de tensión anual.
- c) Energía reactiva generada en barras de central, de forma efectiva para el control de tensión de la red de transporte, excluyendo la procedente de la banda obligatoria.
- d) Energía reactiva absorbida en barras de central, de forma efectiva para el control de tensión de la red de transporte, excluyendo la procedente de la banda obligatoria.

Los derechos de retribución por la energía reactiva generada/absorbida, según el tipo de oferta de recursos adicionales, estarán condicionados a la existencia de una asignación anual previa de esa oferta.

12.1.1 Funcionamiento como compensadores síncronos.—El funcionamiento de los grupos como compensadores síncronos será tratado, desde el punto de vista retributivo, de forma similar a los recursos procedentes de la banda adicional, es decir, se retribuirá la disponibilidad de banda de potencia en función de las horas que el generador funcione como compensador síncrono y la energía reactiva generada/absorbida, de forma efectiva, para el control de tensión de la red de transporte.

El tratamiento de otros aspectos regulatorios relacionados con este funcionamiento particular de los grupos queda fuera del alcance de este procedimiento y será objeto de otros desarrollos de la normativa.

12.2 Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.—La retribución constará de cuatro términos diferenciados:

- a) Disponibilidad de banda adicional, asignada en el Plan de control de tensión anual, equivalente a una generación de potencia reactiva.

b) Disponibilidad de banda adicional, asignada en el Plan de control de tensión anual, equivalente a una absorción de potencia reactiva.

c) Energía reactiva entregada/no consumida, de forma efectiva para el control de tensión de la red de transporte, dentro de la banda adicional asignada en la programación diaria.

d) Energía reactiva consumida, de forma efectiva para el control de tensión de la red de transporte, dentro de la banda adicional asignada en la programación diaria.

La disponibilidad de banda adicional asignada a los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución será retribuida en función del número total de horas correspondiente a la asignación anual de la oferta.

Los derechos de retribución por la energía reactiva entregada/no consumida o consumida, según el tipo de oferta de recursos adicionales, estarán condicionados a la existencia de una asignación previa de esa oferta, en la fase de programación diaria (asignación diaria posterior a la publicación del PVP, dentro del proceso de programación de la generación correspondiente al día siguiente), además del correspondiente control de la efectividad de esta prestación para el control de tensión de la red de transporte. Sólo se retribuirán los días y períodos horarios para los que haya habido asignación diaria de la oferta.

El Operador del sistema presentará a la CNSE, al menos una vez por año, un informe evaluando la efectividad de la utilización de los medios de compensación de reactiva.

La retribución a todos los proveedores por la disponibilidad de recursos adicionales de potencia reactiva asignados y el uso efectivo de estos recursos se realizará en función de los precios regulados que establecerá el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la CNSE, antes del 15 de septiembre de cada año, y que serán aplicables para todo el año siguiente.

El desarrollo y la formulación de la aplicación de este conjunto de criterios para los diferentes proveedores del servicio se recoge en detalle en el anexo 5 de este procedimiento.

13. Incumplimientos

13.1 Incumplimiento de los requisitos obligatorios.—Todos aquellos proveedores que no dispongan de los medios para prestar el servicio complementario obligatorio deberán presentar un informe detallado al Ministerio de Industria y Energía en el que declaren la banda máxima de generación/absorción de potencia reactiva de la que disponen e indiquen las causas del incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios. En los casos que autorice el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la CNSE, el Operador del sistema considerará una banda mínima obligatoria igual a la banda de capacidad máxima declarada por el proveedor.

El incumplimiento del uso de los requisitos mínimos obligatorios o, en su caso, de la banda reducida de capacidad máxima declarada se repercutirá en la retribución de este servicio complementario en forma de pago por la energía reactiva equivalente no aportada/consumida (véase anexo 5).

El Operador del sistema registrará los incumplimientos de los requisitos obligatorios, tomando como referencia la declaración previa de disponibilidad de la banda mínima obligatoria de generación/absorción de potencia reactiva o la banda reducida de capacidad declarada, en los casos autorizados por el Ministerio de Industria y Energía, y procederá, en caso de incumplimientos reiterados, a la transmisión de esta información a la CNSE y al Ministerio de Industria y Energía.

13.2 Incumplimiento de los recursos adicionales asignados.—El incumplimiento del uso de los recursos

adicionales de oferta asignados por el Operador del sistema será objeto de penalización en la retribución del servicio complementario. Para ello, se establece un término negativo en la fórmula de retribución y un coeficiente que desincentive estos incumplimientos, tal y como se indica en el anexo 5.

13.3 Incumplimientos transitorios.—En el caso de que un grupo no pudiera cumplir con los compromisos que se derivan de este procedimiento (incluido el cambio de tomas del transformador de grupo mencionado en el apartado 8.1) en un período superior a diez días naturales consecutivos, el productor quedará obligado a remitir un informe a la CNSE y al Operador del sistema justificando las causas y el plan previsto para restablecer el cumplimiento.

14. Coste del servicio

El coste del servicio de control de tensión de la red de transporte se integrará como un coste más del mercado de producción organizado en la sesión correspondiente, mayorando los costes asociados a la gestión técnica del sistema en cada período de programación.

Este coste será repercutido entre los titulares de las unidades de adquisición, excepto el consumo de bombeo, y los titulares de los contratos bilaterales físicos, en proporción a la energía eléctrica adquirida en barras de central resultante de la medición.

ANEXO 1

Información complementaria que deberán facilitar los agentes productores sobre los generadores de su propiedad

Alternador:

Potencia activa máxima (MW).

Potencia correspondiente al mínimo técnico (MW).

Tensión máxima, mínima y nominal de funcionamiento (kV).

Potencia nominal del grupo (MVA).

Servicios auxiliares:

Consumo de potencia activa y reactiva a plena carga (MW y MVAr)

Consumo de potencia activa y reactiva al mínimo técnico (MW y MVAr)

Transformador de salida de grupo:

Tensión nominal del lado de alta tensión (kV).

Tensión nominal del lado de baja tensión (kV).

Potencia nominal (MVA).

Valores de resistencia y reactancia correspondientes a la toma neutra (valor en porcentaje referido a la potencia nominal del transformador y a la tensión nominal de cada arrollamiento).

Número de tomas y escalón de tensión por toma (kV).

Toma correspondiente a la relación de transformación máxima.

Posición de la toma neutra.

Tipo de cambiador de tomas (en vacío, en carga o automático).

Posición de la toma habitual (sólo para cambiador de tomas en vacío).

Posiciones de tomas más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

En el caso de grupos reversibles generador/motor, los datos anteriores se especificarán para ambos modos de funcionamiento.

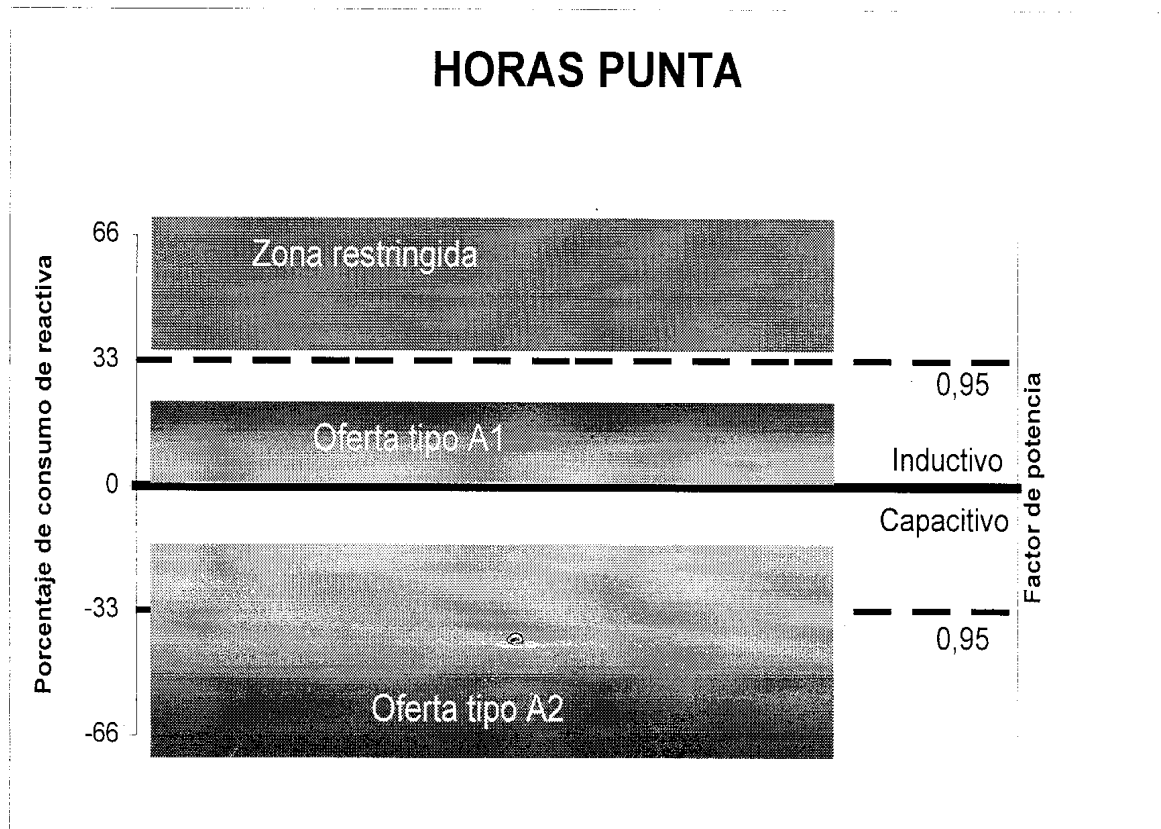
En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensa-

dores síncronos mediante desanegado del rodete de la turbina/bomba o separación de la turbina en grupos térmicos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y los tiempos requeridos para llevar a cabo estas acciones.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del agente productor propietario del grupo.

ANEXO 2

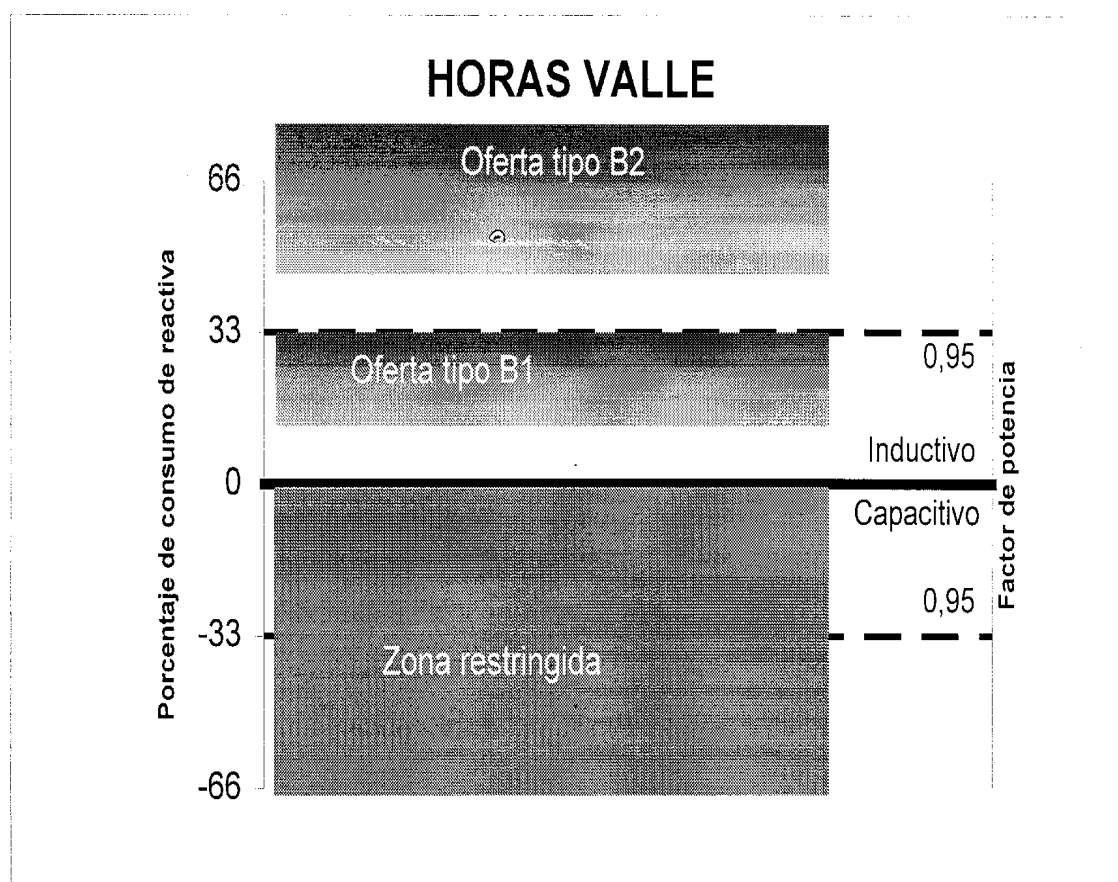
Ofertas de los consumidores proveedores del servicio y de los gestores de las redes de distribución



Zona restringida: Zona en la que se produce el incumplimiento del requisito obligatorio al ser el consumo de reactiva superior al 33 por 100 del consumo de activa.

Oferta tipo A1: Oferta de un consumo máximo de reactiva inferior al 33 por 100 del consumo de activa.

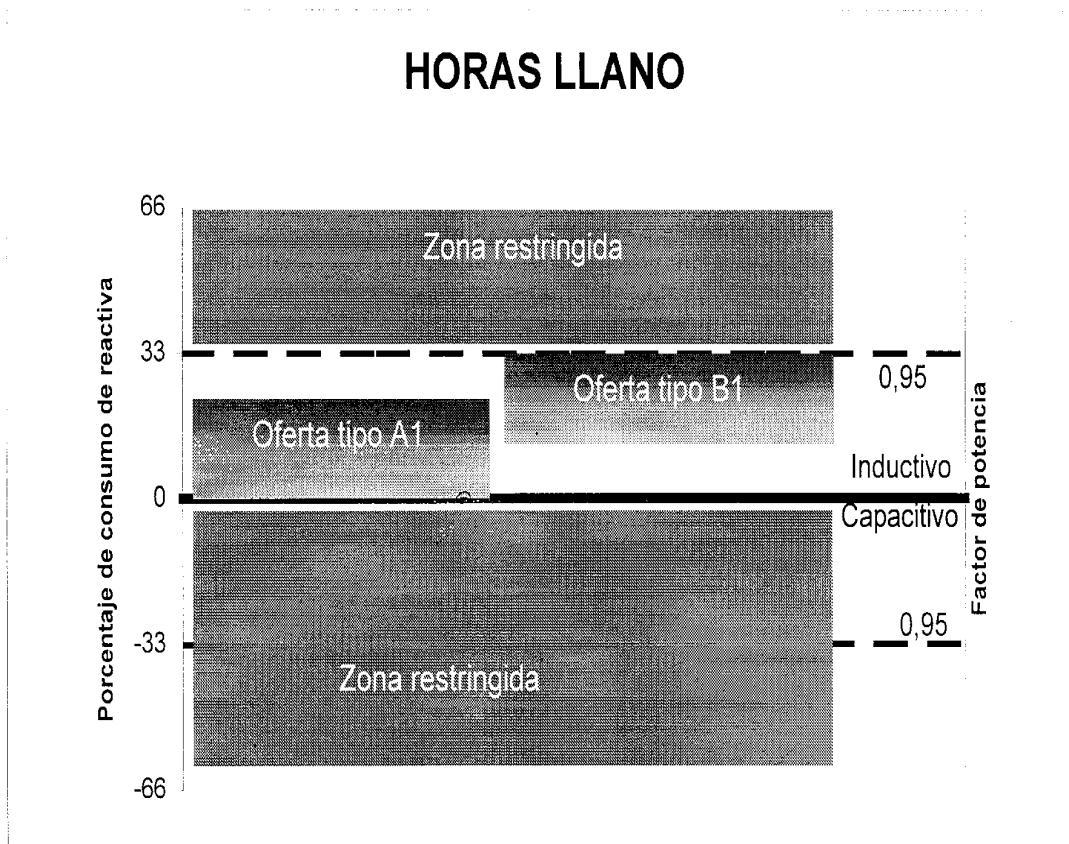
Oferta tipo A2: Oferta de una determinada entrega mínima de reactiva.



Zona restringida: Zona en la que se produce el incumplimiento del requisito obligatorio de no entregar potencia reactiva a la red de transporte.

Oferta tipo B1: Oferta de un determinado consumo mínimo de reactiva superior al 0 por 100 e inferior al 33 por 100 del consumo de activa.

Oferta tipo B2: Oferta de un determinado consumo mínimo de reactiva superior al 33 por 100 del consumo de activa.



Zona restringida: Zona en la que se produce el incumplimiento del requisito obligatorio, bien por ser el consumo de reactiva superior al 33 por 100 del consumo de activa (parte superior), o bien por entregar potencia reactiva a la red de transporte (parte inferior).

Oferta tipo A1: Oferta de un determinado consumo máximo de reactiva inferior al 33 por 100 del consumo de activa.

Oferta tipo B1: Oferta de un determinado consumo mínimo de reactiva superior al 0 por 100 e inferior al 33 por 100 del consumo de activa.

ANEXO 3

Selección de telemidas a utilizar para la medida y el control del cumplimiento del servicio

Como paso previo a la utilización de las telemidas para la medida y el control del grado de cumplimiento del servicio, se realizará un análisis de la calidad de estas telemidas durante un período mínimo de un mes, previo a la puesta en funcionamiento de este servicio complementario.

A través de este análisis se identificarán las telemidas que se utilizarán para el control de la prestación de este servicio complementario y que serán aquellas que presenten un menor error medio, en ese período, respecto a los resultados del estimador de estado del sistema de control de energía en tiempo real del CECOEL.

En los casos en los que no se disponga de telemidas o cuando la telemida existente sea de baja calidad, al ser su error medio superior a los errores medios admisibles que establecerá y publicará el Operador del sistema, se utilizará, en su lugar, el valor resultante de la estimación de estado.

El Operador del sistema comunicará a cada uno de los proveedores del servicio los resultados de los análisis

aplicados sobre las telemidas de los correspondientes puntos frontera con la red de transporte.

Todos los proveedores del servicio deberán disponer de estas telemidas, debiendo establecer el proveedor un enlace con el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), en el caso de no disponer aún del mismo.

ANEXO 4

Secuencia de actuaciones e intercambios de información en los procesos relacionados con el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte

1. Procesos anuales

A continuación se indican las fechas límites establecidas en este procedimiento para los procesos de periodicidad anual:

15 de septiembre: Publicación de los precios regulados y de los coeficientes para el cálculo de la retribución.

15 de octubre: Presentación de ofertas para la prestación del servicio.

15 de diciembre: Asignación de ofertas de recursos adicionales excediendo los requisitos mínimos obligatorios.

Publicación del Plan anual de control de tensión.

Transitoriamente, para la aplicación del procedimiento en el primer año se tendrá en cuenta el siguiente calendario en el que se representa por F la fecha de publicación oficial de este procedimiento:

F + treinta días: Publicación de los precios regulados y de los coeficientes para el cálculo de la retribución.

F + sesenta días: Presentación de ofertas para la prestación del servicio.

F + ciento veinte días: Asignación de ofertas de recursos adicionales excediendo los requisitos mínimos obligatorios.

Publicación del Plan anual de control de tensión.

F + ciento treinta y cinco días: Implantación: Programación diaria del día siguiente.

2. *Procesos diarios*

El día D-1 antes de las dieciocho horas:

El Operador del sistema publicará las consignas de tensión a mantener en los nudos de control (barras de central de los generadores y nudos de tensión controlada por transformadores provistos de cambiador de tomas en carga), establecidos a partir de la aplicación de un flujo de cargas óptimo sobre el programa viable provisional (PVP) previsto para el día siguiente.

El Operador del sistema publicará, asimismo, los factores de potencia a mantener en los diferentes períodos horarios por los consumidores proveedores del servicio y por los gestores de las redes de distribución, correspondientes a ofertas asignadas de recursos adicionales.

El día D:

El Operador del sistema registrará los valores de las telemidas y resultados del estimador de estado, obtenidos a través de un muestreo aplicado en intervalos de cinco minutos sobre los grupos generadores proveedores del servicio. Se registrarán concretamente los valores de tensión del nudo de control (barras de central) y la potencia activa y reactiva entregada en barras de central por todos los grupos o conjunto de grupos con una potencia neta registrada mayor o igual a 30 MW y que vierten su producción en un mismo nudo de la red de transporte.

El Operador del sistema registrará los valores de las telemidas y resultados del estimador de estado, obtenidos a través de un muestreo aplicado en intervalos de diez minutos sobre los consumos de potencia activa y reactiva en los puntos frontera de la red de transporte con los consumidores proveedores del servicio y en los puntos frontera de la red de transporte con los gestores de las redes de distribución.

El Operador del sistema registrará también los valores de las telemidas y resultados del estimador de estado obtenidos a través de un muestreo aplicado en intervalos de diez minutos sobre los valores de tensión en los nudos de tensión controlada por transformadores provistos de regulador de tomas en carga, junto a los valores de posición de la toma obtenidos directamente a través de telemida o mediante los resultados de la estimación de estado.

De forma permanente, durante la operación en tiempo real, el Operador del sistema registrará las instruc-

ciones emitidas a los transportistas en relación con la maniobra de elementos de control de tensión de su propiedad, y los tiempos transcurridos hasta el cumplimiento de estas órdenes.

En los tres primeros días hábiles posteriores al día D, el Operador del sistema calculará y publicará los resultados del control del cumplimiento del servicio en el día D, indicando la siguiente información:

a) **Generadores:** Se indicará el código del nudo asociado a barras de la central y el código del correspondiente punto frontera, facilitando para cada período de programación la siguiente información:

Valores de tensión, potencia activa y reactiva en barras de central obtenidos a través del muestreo realizado cada cinco minutos.

Indicadores de la prestación del servicio.

Valores horarios de energía reactiva en los cuatro cuadrantes, obtenidos a partir de la integración de los valores muestreados en intervalos de cinco minutos. Esta información se utilizará para la retribución sólo en el caso de que no se disponga de medidas procedentes del Sistema SIMEL.

b) **Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución:** Se indicará el código del correspondiente punto frontera con la red de transporte, facilitando para cada período de programación la siguiente información:

Medidas de potencia activa y reactiva obtenidas a través del muestreo realizado cada diez minutos.

Indicadores de la prestación del servicio.

Valores horarios de energía reactiva en los cuatro cuadrantes, obtenidos a partir de la integración de los valores muestreados en intervalos de diez minutos.

c) **Transportistas:** Se indicará para cada día la siguiente información:

Número de instrucciones emitidas.

Número de instrucciones incumplidas o instrucciones en cuyo cumplimiento se han excedido los tiempos máximos establecidos.

3. *Formato para intercambios de información*

Todos los intercambios de información se realizarán a través de ficheros integrados en el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

ANEXO 5

Retribución del servicio

1. *Generadores*

1.1 **Retribución por disponibilidad de banda adicional.**—Esta retribución corresponde a la capacidad de la banda adicional, asignada por el Operador del sistema, que exceda a los recursos obligatorios. La disponibilidad de la banda obligatoria no generará derechos de retribución.

A) **Capacidad de generación de potencia reactiva:** La retribución mensual de los productores por disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva en los grupos de su propiedad se calculará según la siguiente fórmula:

$$RDBA (CQG) = 1/NHA \times \sum_{NHF} CQG (h) \times PQG \quad (1)$$

donde:

RDBA (CQG) = Retribución mensual por disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva (PTA).

CQG (h) = Capacidad neta adicional de generación de potencia reactiva en la hora h (MVar). Esta capacidad se establecerá a partir de los valores medios de las muestras de potencia activa y tensión registradas cada hora, en intervalos de cinco minutos.

En las horas en que el grupo funcione como compensador síncrono, el valor de CQG (h) será igual al valor de la oferta de capacidad de generación asignada.

PQG (PTA/MVar/año) = Precio regulado de banda adicional de generación de potencia reactiva.

NHF = Número de horas de funcionamiento del grupo en el mes considerado.

NHA = Número total de horas del año.

B) Capacidad de absorción de potencia reactiva:

La retribución mensual de los productores por disponibilidad de banda adicional de absorción de potencia reactiva en los grupos de su propiedad se calculará según la siguiente fórmula:

$$RDBA (CQA) = 1/NHA \times \sum_{NHF} CQA (h) \times PQA \quad (2)$$

donde:

RDBA (CQA) = Retribución mensual por disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva (PTA).

CQA (h) = Capacidad neta adicional de absorción de potencia reactiva en la hora h (MVar). Esta capacidad se establecerá a partir de los valores medios de las muestras de potencia activa y tensión registradas cada hora, en intervalos de cinco minutos.

En las horas en que el grupo funcione como compensador síncrono, el valor de CQA (h) será igual al valor de la oferta de capacidad de generación asignada.

PQA (PTA/MVar/año) = Precio regulado de banda adicional de absorción de potencia reactiva.

1.2 Retribución por uso efectivo de la capacidad de potencia reactiva.

A) Uso de la capacidad adicional de generación: De acuerdo con lo establecido en el apartado 12.1, se retribuirá solamente la energía reactiva generada con la banda adicional de los grupos, excluyéndose la generada por la banda obligatoria.

Para el cálculo de esta energía reactiva retribuable se dará prioridad a las medidas del SIMEL sobre la energía que se obtenga de la integración horaria de las telemidas o, en su caso, estimador de estado.

A la energía reactiva obtenida de las telemidas o, en su caso, del estimador de estado se le aplicará un factor de proporcionalidad para que resulte una la magnitud de energía medida por SIMEL. Para este fin se diferenciarán las energías generadas de las absorbidas y se tendrán en cuenta los valores telemidados o, en su caso, del estimador de estado para diferenciar los períodos (cinco minutos) de la hora en que el grupo estuvo generando y absorbiendo.

La retribución mensual de los productores por disponibilidad de banda adicional de absorción de potencia reactiva en los grupos de su propiedad se calculará según la siguiente fórmula:

$$RUB (CAQG) = K_{sing} \times \sum_{NHF} QAPGr (h) \times PQGh - \sum_{NHIG} Kuqgi \times [CTQG(h) - QG(h)] \times PQGh \quad (3)$$

donde:

RUB (CAQG) = Retribución mensual por utilización de la capacidad adicional de generación de potencia reactiva (CAQG).

QAPGr (h) = Energía reactiva retribuable generada por el grupo (MVarh) en la hora h procedente de la banda adicional de generación.

QG(h) = Energía reactiva generada medida por SIMEL.

CTQGh = Energía correspondiente a la capacidad total media de generación del grupo (MVarh) en la hora h.

PQGh (PTA/MVarh) = Precio regulado del MVarh de energía reactiva generado.

K_{sing} = Coeficiente aplicable a los grupos funcionando como compensadores síncronos para la generación de reactiva.

K_{uqgi} = Coeficiente de valoración de incumplimiento de generación de energía reactiva aplicable a cada hora.

NHIG = Número de horas de incumplimiento de la prestación del servicio de generación de reactiva, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 10.1 de este procedimiento.

Para el cálculo de los valores de QAPGr (h) y CTQG (h) se definen:

PG (m) = Valor de la telemida o, en su caso, del estimador de estado de la Potencia reactiva Generada correspondiente a la muestra m.

m = 1, 2, ..., 12, siendo m cada una de las 12 muestras tomadas dentro de la misma hora en intervalos de cinco minutos.

COQG (m) = Valor de la Capacidad Obligatoria de Generación correspondiente a la muestra m. Es el correspondiente a la potencia activa y al límite inferior de la banda de tensión admisible en torno a la consigna.

CTQG (m) = Valor calculado en función de PG (m) y V (m) de la Capacidad Total de Generación correspondiente a la muestra m.

A efectos del cálculo de la energía retribuable se calculará el valor medio de la energía generada en la hora h procedente de la banda obligatoria de generación como:

$$\text{COQG (h)} = 1/\text{nmg} \times \sum_{\text{nmg}} \text{COQG (m)} \times 1 \text{ h} \quad (4)$$

nmg = Número de muestras grupo generando, es decir, cuando PG (m) \geq 0.

Finalmente, se obtienen:

$$\text{QAPGr (h)} = \text{QG (h)} - \text{COQG (h)} \quad (5)$$

$$\text{CTQG (h)} = 1/m \times \sum_m \text{CTQG (m)} \times 1 \text{ h} \quad (6)$$

B) Uso de la capacidad adicional de absorción: La retribución mensual de los productores por uso de la capacidad adicional de absorción de potencia reactiva de los grupos de su propiedad se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RUB (CAQA)} = \text{Ksina} \times \sum_{\text{NHf}} \text{QAPAr (h)} \times \text{POAh} - \sum_{\text{NHIA}} \text{Kuqai} \times [\text{CTQA(h)} - \text{QA(h)}] \times \text{POAh (7)}$$

donde:

RUB (CAQA) = Retribución mensual por utilización de la capacidad adicional de absorción de potencia reactiva (CAQA).

QAPAr (h) = Energía reactiva retribuable absorbida por el grupo (MVArh) en la hora h procedente de la banda adicional de absorción.

QA(h) = Energía reactiva absorbida medida por SIMEL.

CTQAh = Energía correspondiente a la capacidad total media de absorción del grupo (MVArh) en la hora h.

POAh (PTA/MVArh) = Precio regulado del MVArh de energía reactiva absorbida.

Ksina = Coeficiente aplicable a los grupos funcionando como compensadores síncronos para la absorción de reactiva.

Kuqai = Coeficiente de valoración de incumplimiento de absorción de energía reactiva aplicable a cada hora.

NHIA = Número de horas de incumplimiento de la prestación del servicio de absorción de reactiva, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 10.1 de este procedimiento.

Para el cálculo de los valores de QAPAr (h) y CTQA (h) se definen:

PA (m) = Valor de la telemidada o, en su caso, del estimador de estado de la Potencia reactiva Absorbida correspondiente a la muestra m.

m = 1, 2, ..., 12, siendo m cada una de las 12 muestras tomadas dentro de la misma hora en intervalos de cinco minutos.

COQA (m) = Valor de la Capacidad Obligatoria de Absorción correspondiente a la muestra m. Es el correspondiente a la potencia activa y al límite superior de la banda de tensión admisible en torno a la consigna.

CTQA (m) = Valor calculado en función de PA (m) y V (m) de la Capacidad Total de Absorción correspondiente a la muestra m.

A efectos del cálculo de la energía retribuable, se calculará el valor medio de la energía generada en la hora h procedente de la banda obligatoria de absorción como:

$$\text{COQA (h)} = 1/\text{nma} \times \sum_{\text{nma}} \text{COQA (m)} \times 1 \text{ h} \quad (8)$$

nma = Número de muestras grupo absorbiendo, es decir, cuando PA (m) \geq 0.

Finalmente, se obtienen:

$$\text{QAPAr (h)} = \text{QA (h)} - \text{COQA (h)} \quad (9)$$

$$\text{CTQA (h)} = 1/m \times \sum_m \text{CTQA (m)} \times 1 \text{ h} \quad (10)$$

2. Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución

2.1 Retribución por disponibilidad de banda equivalente adicional de potencia reactiva.

Corresponde a la retribución por la disponibilidad de una banda equivalente a la adicional de los generadores que haya sido asignada en el Plan de control de tensión anual a los consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.

A) Capacidad equivalente de generación de potencia reactiva: La retribución por disponibilidad de los recursos correspondientes a las ofertas asignadas anualmente en horas, de punta o de llano, de un consumo máximo de reactiva inferior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($\text{Cos}\phi$ inductivo \geq A1, siendo A1 $>$ 0,95), o bien, las ofertas asignadas anualmente en horas de punta de una entrega mínima de reactiva ($\text{Cos}\phi$ capacitivo \leq A2, siendo A2 $<$ 1), será realizada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RFP (CQGfp)} = \text{Kcqqfp}/\text{NHA} \times \sum_{\text{NHcqqfp}} \text{CQGfp (h)} \times \text{PQG} \quad (11)$$

donde:

RFP (CQGfp) = Retribución por disponibilidad de capacidad de mantener un factor de potencia de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

CQGfp = Capacidad en MVAr equivalentes de mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo. Esta capacidad se obtendrá en función del factor de potencia asignado y la energía activa correspondiente a la hora h.

Kcqgfp = Coeficiente aplicable a la capacidad de mantener un factor de potencia inductivo superior a 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

NHcqgfp = Son las horas en que la oferta por mantener un factor de potencia por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo fue asignada por el Operador del sistema en el Plan de control de tensión anual.

B) Capacidad de absorción de potencia reactiva: La retribución por disponibilidad de recursos correspondientes a las ofertas asignadas anualmente en horas, de valle o llano, de un consumo mínimo de reactiva superior al 0 por 100 e inferior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($B1 < \cos \varphi$ inductivo ≤ 1 , siendo $0,95 \leq B1 < 1,00$), o bien, la oferta asignada anualmente, en horas de valle, de un consumo mínimo de reactiva superior al 33 por 100 de su consumo de potencia activa ($\cos \varphi$ inductivo $\leq B2$, siendo $B2 < 0,95$), será realizada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RFP (CQAfp) = Kcqafp / NHA \times \sum_{NHcqafp} CQAfp (h) \times POA \quad (12)$$

donde:

RFP (CQAfp) = Retribución por disponibilidad de capacidad de mantener un factor de potencia de potencia inductivo menor de 1.

CQAfp = Capacidad en MVAr equivalentes de mantener un factor de potencia inductivo menor de 1.

Esta capacidad se obtendrá en función del factor de potencia asignado y la energía activa correspondiente a la hora h.

Kcqafp = Coeficiente aplicable a la capacidad de mantener un determinado factor de potencia por debajo de 1.

NHcqafp = Son las horas en que la oferta por mantener un factor de potencia por debajo de 1 fue asignada por el Operador del sistema en el Plan de control de tensión anual.

2.2 Retribución por uso efectivo de la capacidad equivalente de potencia reactiva.

A) Uso de la capacidad equivalente de generación: El cálculo de la retribución mensual por la energía reactiva aportada como consecuencia del mantenimiento de un factor de potencia inductivo determinado por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo, se realizará según la siguiente fórmula:

$$RFP (QGh) = Kqghfp \times \sum_{NHqghfp} QG (h) \times PQGh - \sum_{Nhqgfpi} Kqgfpi \times QGNA (h) \times PQGh \quad (13)$$

donde:

RFP (QGh) = Retribución por la energía reactiva aportada para mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

QG (h) = Energía reactiva equivalente aportada para mantener un factor de potencia inductivo mayor de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva que correspondería a un factor de potencia de 0,95 y la energía reactiva realmente consumida (con signo — si fuera entregada a la red de transporte), con un límite máximo que será la energía correspondiente al factor de potencia asignado por el Operador del sistema en la programación diaria.

QGNA (h) = En caso de incumplimiento, es el déficit de energía reactiva en el período h. Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva que correspondería al factor de potencia inductivo mínimo de 0,95 o, en su caso, al factor de potencia asignado por el Operador del sistema en la programación diaria, y la energía reactiva medida, es decir, la diferencia entre la energía reactiva que hubiera sido preciso aportar y la realmente aportada.

Kqghfp = Coeficiente aplicable a la energía reactiva aportada para mantener un factor de potencia inductivo por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo.

NHqghfp = Son las horas, de punta o llano, en que la oferta por mantener un factor de potencia inductivo por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia capacitivo fue asignada por el Operador del sistema en la programación diaria.

Nhqgfpi = Son las horas, de punta o de llano, de incumplimiento del requisito mínimo de mantener un factor de potencia inductivo igual o superior a 0,95 o bien, las horas, de punta o de llano, de incumplimiento de mantener un factor de potencia inductivo asignado por encima de 0,95 o, en su caso, un factor de potencia asignado capacitivo.

Kqgfpi = Coeficiente aplicable al déficit de energía reactiva para mantener el factor de potencia inductivo mínimo de 0,95 o el asignado.

B) Uso de la capacidad equivalente de absorción: El cálculo de la retribución mensual por la energía reactiva consumida como consecuencia del mantenimiento de un factor de potencia inductivo determinado por debajo de 1,00 se realizará según la siguiente fórmula:

$$RFP (QAh) = Kqahfp \times \sum_{NHqahfp} QAh (h) \times POAh - \sum_{Nhqafpi} Kqafpi \times QANC (h) \times POAh \quad (14)$$

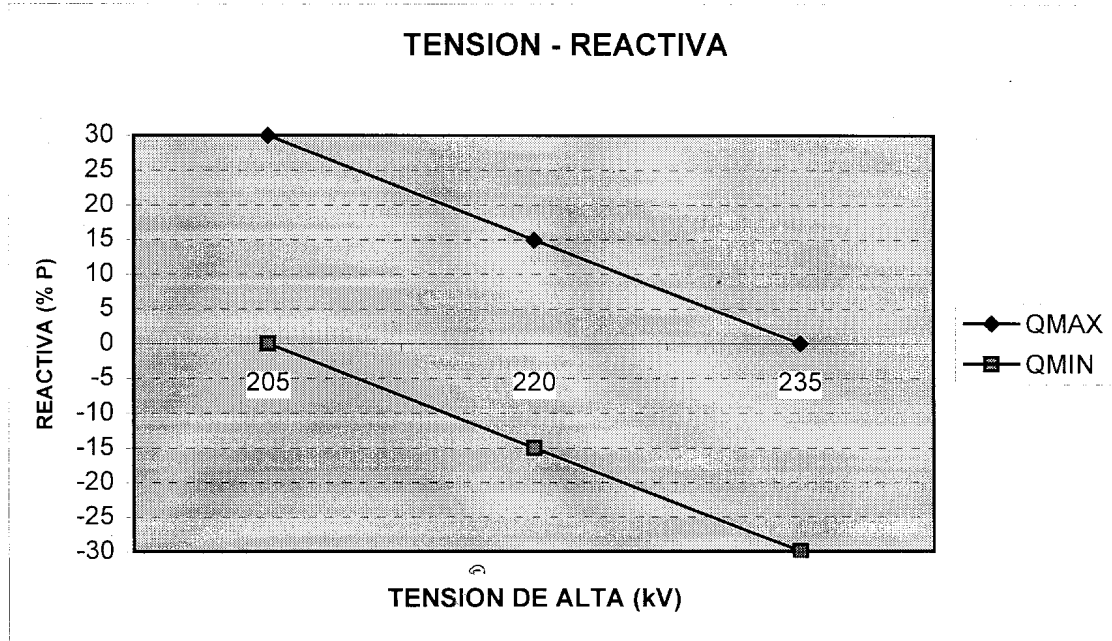
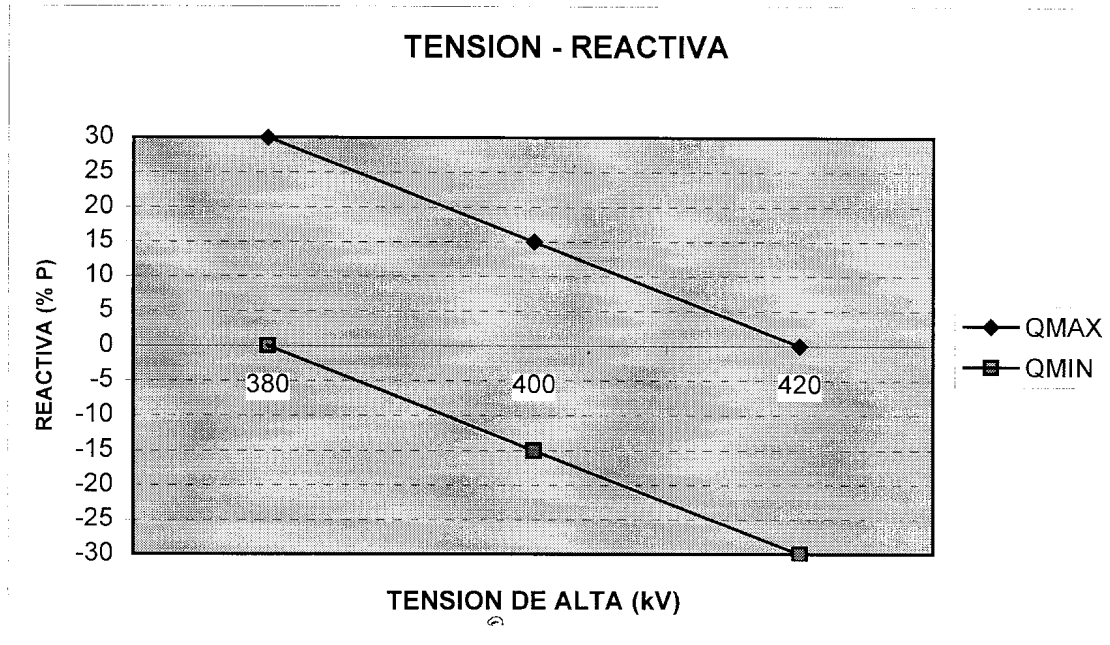
donde:

RFP (QAh) = Retribución por la energía reactiva consumida para mantener un factor de potencia inductivo menor que 1.

- QA (h) = Energía reactiva equivalente consumida para mantener un factor de potencia inductivo menor que 1.
Esta energía será la energía realmente consumida con un límite máximo que será la energía correspondiente al factor de potencia asignado por el Operador del sistema en la programación diaria.
- QANC (h) = Energía reactiva no consumida para mantener un factor de potencia inductivo igual o menor de 1.
Esta energía se obtendrá como la diferencia entre la energía reactiva que correspondería al factor de potencia inductivo máximo obligatorio, es decir, 1 o al factor de potencia asignado por el Operador del sistema en la programación diaria, y la energía reactiva medida.
- Kqahfp = Coeficiente aplicable a la energía aportada para mantener un factor de potencia inductivo por debajo de 1.
- Kqafpi = Coeficiente aplicable a la energía no consumida para mantener un factor de potencia inductivo por debajo de 1.
- NHqahfp = Son las horas, de llano o de valle, en que la oferta por mantener un factor de potencia por debajo de 1 fue asignada por el Operador del sistema en la programación diaria sobre el PVP.
- NHqafpi = Son las horas, de llano o de valle, de incumplimiento del requisito obligatorio de mantener un factor de potencia inductivo, o bien, las horas, de llano o de valle, de incumplimiento de mantener un factor de potencia inductivo asignado por debajo de 1,00.

ANEXO 6

VARIACIÓN DE LOS REQUISITOS OBLIGATORIOS DE LOS GRUPOS EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN DEL NUDO DE LA RED DE TRANSPORTE



ANEXO 7

DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS HORARIOS

LABORABLE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	P	P	P	L	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L
Primavera/ Otoño	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	P	P	L	L	L	L	L	P	P	P	L	L
Verano	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L	L	L	P	P	P	L

P = Punta L = Llano V = Valle

SÁBADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	P	P	P	L	L	L
Primavera/ Otoño	L	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	P	P	P	L	L
Verano	L	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	P	P	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L

DOMINGO y FESTIVO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Invierno	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	P	P	P	L	L	L	
Primavera/ Otoño	L	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	P	P	P	L	
Verano	L	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	P	P	L

Esta definición de periodos horarios será revisada anualmente y publicada junto con el Plan Anual de Control de Tensión.

teriales, ha creado el Ministerio de Educación, Cultura y Deporte.

La nueva denominación del Departamento de la Administración General del Estado responsable de las políticas educativa, cultural y deportiva, viene a evidenciar la importancia de la acción del Consejo Superior de Deportes en el último ámbito citado.

La trascendencia de esa actuación se pone de relieve de modo particular al analizar las funciones que corresponden a la Dirección General de Deportes en el artículo 6 del citado Real Decreto 286/1999, de 22 de febrero.

Ello dota de especiales características a las funciones que desempeña el titular del órgano directivo de que se trata, que corresponden a los distintos ámbitos del deporte, muchas de las cuales no son asimilables a las llevadas a cabo por otros órganos directivos, lo que aconseja la aplicación de la excepción prevista en el artículo 46, en relación con el artículo 18.2, de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Por tanto, el presente Real Decreto tiene por objeto permitir que el titular de la Dirección General de Deportes del Consejo Superior de Deportes no ostente la condición de funcionario.

En su virtud, a iniciativa de la Ministra de Educación, Cultura y Deporte, a propuesta del Ministro de Administraciones Públicas y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 16 de junio de 2000,

DISPONGO:

Artículo único. *Modificación del Real Decreto 286/1999, de 22 de febrero.*

Se añade un apartado 3 en el artículo 6 del Real Decreto 286/1999, de 22 de febrero, cuya redacción será la siguiente:

«3. En atención a las características especiales de este órgano directivo, no será preciso que su titular ostente la condición de funcionario, de conformidad con lo previsto en el artículo 18.2 de la Ley 6/1997, de 14 de abril.»

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el mismo día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado». Dado en Madrid a 16 de junio de 2000.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Administraciones Públicas,
JESÚS POSADA MORENO

MINISTERIO DE ECONOMÍA

11374 *CORRECCIÓN de errores de la Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O.-7.4) «Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte».*

Habiéndose detectado diversos errores en el texto de la Resolución de referencia, a continuación se relacionan para su corrección.

Página 11331, en el punto 4, último párrafo del apartado a), donde dice: «... en los periodos en los que la potencia global generada sea igual o superior a 30 MW», debe decir: «... en los periodos en los que la potencia global registrada del conjunto de generadores acoplados sea igual o superior a 30 MW».

Página 11332, en el punto 6.1.3 Consumidores proveedores del servicio, apartado b) Período horado de valle, donde dice: «(Cos $\varphi \geq 1$ inductivo)», debe decir: «(Cos $\varphi \leq 1$ inductivo)».

Página 11333, en el punto 7.3.2, donde dice: (Cos φ inductivo $\leq B1$ siendo $0,95 B1 < 1,00$)», debe decir: «(cos φ inductivo $\leq B1$ siendo $0,95 < B1 < 1,00$)».

Página 11333, en el punto 9. Determinación de las consignas..., párrafo tercero, donde dice: «determinará los valores de coseno de (equivalentes a los valores...)», debe decir: «determinará los valores de coseno φ (equivalentes a los valores...)».

Página 11334, punto 10.1, último párrafo, donde dice: «... en los que la potencia activa neta media generada (de un grupo...)», debe decir: «... en los que la potencia activa neta registrada (de un grupo...)».