

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Necesidad de la Potencia Reactiva

El suministro de potencia reactiva es esencial para la operación fiable del sistema de transporte. El control de tensión en un sistema eléctrico de potencia es necesario para una apropiada operación de los equipos que prevenga daños tales como la sobrecarga de generadores y motores, reducir las pérdidas y mantener la capacidad del sistema para aguantar perturbaciones y prevenir el colapso de tensiones.

Una inadecuada gestión de los recursos de la potencia reactiva ha conducido a colapsos de tensiones y ha sido la principal causa de la mayoría de los apagones en el mundo entero. Aunque el “blackout” de Agosto de 2003 en USA y Canadá no se debió a un colapso de tensiones tradicional, el informe final de la “US-Canada Power System Outage Task Force” (abril 2004) pone de manifiesto que “la carencia de potencia reactiva fue una de las causas del apagón” [1].

Por lo tanto, la necesidad de potencia reactiva es una cuestión crítica en el proceso de planificación y operación en los sistemas eléctricos de potencia. Los procesos de gestión de energía eléctrica son procesos complejos, debido a que deben de incorporar distintos puntos de vista: el técnico, el económico y el legal, que se introducen en forma de restricciones al problema. El análisis desde el punto de vista de la ingeniería necesita simular grandes y complejos modelos matemáticos del sistema eléctrico. El económico necesita introducir los costes y las ofertas en los modelos para determinar cómo alcanzar un sistema eficiente y fiable. El legal aparece debido a que se debe de respetar la legislación vigente cumpliendo una serie de condiciones de cara al consumidor.

Para establecer y mantener el perfil de tensiones en el sistema se tiene que determinar las necesidades de reactiva. En este proceso hay que tener en cuenta que la potencia reactiva se puede generar/absorber por muchos y diversos equipos y el-

elementos del sistema. Esto hace que el proceso de la gestión de la potencia reactiva sea complejo. Por ejemplo las líneas eléctricas, generan reactiva en las horas valle y consumen en las puntas, no teniendo control sobre la reactiva. Por otra parte los generadores pueden producir y consumir reactiva según la necesidad.

Además, en todo este proceso se tiene que tener en cuenta las características que presenta la potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia. Una cuestión a destacar es que la potencia reactiva es difícil de transportar, cuando existen grandes cargas, el consumo de potencia reactiva en el transporte es a menudo significativamente más grande comparándolo con las pérdidas de potencia activa. El consumo de potencia reactiva por las líneas y transformadores puede aumentar significativamente con la distancia recorrida. Este consumo de reactiva en el transporte lleva a decir que ésta no puede “viajar” bien [1]. Cuando no hay suficiente potencia reactiva aportada localmente, se debe suministrar de manera remota, causando grandes intensidades y caídas de tensión a su paso.

Por lo anteriormente comentado, es deseable que las necesidades de potencia reactiva se satisfagan de manera local. Esta es la razón por la que en todos los países se introducen unos criterios de conexión respecto a la generación/absorción de potencia reactiva, expresados en función del factor de potencia, para los generadores y consumidores directamente conectados al sistema.

En algunos mercados desregularizados estos criterios se extienden a los gestores de las redes de distribución o compañías distribuidoras, considerándolos también como clientes directamente conectados a las redes de transporte.

Esta situación se recoge ya en algunos de los procesos de operación, criterios de conexión a las redes de transporte, etc. de algunos países, como por ejemplo España [2], Argentina [3], Colombia [4], India [5], [6], Suecia [7], [8] y Australia [9]. A nivel de recomendación lo hace NERC (North American Electric Reliability Council) que lo establece como tal en los estudios realizados tras el “blackout de 2003” [10]. Aunque ya algunas regiones de la NERC ya lo aplican como es el caso de California [11] y Ontario [12]. Otro estudio reciente realizado por la CIGRÉ [13] lo establece también como objetivo a lograr en el tratamiento de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia.

## 1.2. Mercados de Servicios Complementarios

Uno de los cambios estructurales de los sectores eléctricos en el mundo se refiere a la formación de un mercado de servicios complementarios (SC). Éstos están definidos como productos técnicos imprescindibles para mantener la integridad, calidad y se-

guridad operacional en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Los servicios complementarios están relacionados con los generadores, transportistas, distribuidores y consumidores. Cada participante del mercado eléctrico ha desarrollado su propia posición respecto al concepto y al suministro de los servicios complementarios. En general, esta posición se puede resumir en dos categorías: proveedor y usuario. La identificación de estas categorías es indispensable en un mercado competitivo para lograr una adecuada asignación de gastos, asegurando así la prestación de los servicios.

Como proveedores de servicios complementarios se puede mencionar a los gestores del sistema de transporte cuya preocupación principal está en el desequilibrio entre su obligación de ofrecer y recibir estos servicios. Además, están las compañías eléctricas que consideran que la mayoría de los SC están ligados a las generadoras, por lo tanto, éstas deberían poseer precios de mercado.

Los usuarios de SC están particularmente interesados en las influencias de los proveedores de SC sobre el mercado y de una potencial doble tarifa de estos servicios.

Por otra parte, la cantidad de servicios complementarios individuales identificados por varios sectores de la industria varía entre seis y cuarenta (FERC, por ejemplo, distingue como servicios complementarios: Reserva de regulación, reserva rodante, reserva suplementaria, desbalance de energía, **control de tensiones y reactiva** y control del sistema, programación y despacho). La distinción entre ellos está dada por los atributos de los mismos y por la necesidad que representan en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Dada la diversidad de opciones, es necesario responder algunas preguntas básicas para definir un mercado de servicios complementarios:

- ¿Cuántos y cuáles son los servicios complementarios?
- ¿Quién los provee?
- ¿Es una obligación proporcionar el servicio complementario?
- ¿Quién es el beneficiario de los servicios?
- ¿Cuál es el coste de los servicios complementarios?
- ¿Cómo se deben retribuir los servicios?

El control de tensiones y potencia reactiva es un servicio indiscutible en los mercados de servicios complementarios.

### 1.3. Mercados de Potencia Reactiva

Con la reestructuración de la industria de la energía eléctrica en la última década, las estrategias de operación y control han experimentado un cambio de paradigma. Ciertas actividades que en un principio se consideraron como parte de un suministro integrado de electricidad (como el control de tensiones y el de frecuencia) se tratan ahora como servicios separados y a menudo dirigidos y considerados de forma independiente. Además, en el contexto de la potencia reactiva, con la introducción de generadores de energía independientes (Independent Power Producer, IPP), distribuidoras y comercializadoras, es necesario reexaminar el papel de quién suministra y consume potencia reactiva y quién es el responsable de pagar y cobrar por ésta.

Durante casi un siglo, la política y la práctica eléctrica se estructuró y gestionó de forma vertical e integral, es decir, la generación, transporte y distribución eran competencias de una misma compañía. La compensación entre la inversión en generación y el transporte eran grandes decisiones de las empresas, y para la mayoría, poco transparentes. Los costes de inversión de la potencia reactiva se incluían en las tarifas bases y se recuperaban de los clientes.

Examinando la gestión de los servicios de potencia reactiva en los mercados de electricidad desregularizados en el mundo. Se observa que mientras en muchos mercados, existen mecanismos de una adecuada compensación económica para compensar a los proveedores por su servicio, en otros se continúa gestionando la potencia reactiva a través de estructuras reguladas y guías de operación técnicas.

La capacidad para transportar energía en una línea de transporte está limitada por restricciones económicas y tecnológicas. Además, para maximizar la cantidad de potencia activa que se puede transportar en una red, los flujos de reactiva se deben de minimizar. Por lo tanto, se debe proporcionar de manera local la suficiente potencia reactiva para 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.

En los mercados desregularizados, la provisión de las necesidades del suministro de potencia reactiva la tiene que hacer el operador del sistema para realizar la operación forma segura. Este abastecimiento de potencia reactiva se debe hacer teniendo en cuenta las condiciones del sistema. Estas condiciones se establecen desde la demanda de la carga, las características de la red y la disponibilidad de las fuentes de reactiva. La mayoría de las veces, los generadores independientes o los clientes poseen fuentes de reactiva tales como generadores síncronos, bancos de condensadores, SVC y FACTS, y el operador del sistema necesita establecer acuerdos con ellos para proporcionar este servicio.

En los sistemas verticalmente integrados, el suministro de reactiva era parte de las actividades del operador del sistema y el gasto en el que se incurría por proporcionar este servicio se incluía en la tarifa que se cobraba a los clientes. En los sistemas desregularizados por otra parte, la gestión de la potencia reactiva es gestionada y cobrada, como otros servicios complementarios, de forma independiente.

La gestión de reactiva y los mecanismos de pago, sin embargo, varían para cada mercado de electricidad desregularizado en la forma en la que se estructuran los contratos y se operan los mercados. Normalmente el OS establece contratos con los proveedores de reactiva para la provisión de sus servicios.

### 1.3.1. Visión Internacional

En el contexto estadounidense, según la política de operación de NERC [14], solamente se considera la reactiva de los generadores síncronos como servicio complementario, los cuales pueden recibir compensación económica por sus servicios. Esto también es así en los mercados de UK y de Australia. Además, en Australia se considera como servicio complementario a la reactiva de los condensadores síncronos.

Por otra parte, los mercados desregularizados en los países nórdicos no establecen un mecanismo de compensación por los servicios de reactiva. Por ejemplo, en Suecia la responsabilidad de gestionar la potencia reactiva recae en los transportistas, con ciertas reglas del OS, estipulando que no debería existir intercambio de potencia reactiva entre las redes de distintos niveles de tensión y los transformadores. Para satisfacer estos requisitos, las compañías individuales, como las redes locales y regionales, tienen que proporcionarse su propia potencia reactiva.

De forma similar, en Holanda las compañías propietarias de la red tienen que proporcionar sus requisitos de reactiva de manera individual. Estas compañías sin embargo compran reactiva localmente a través de contratos bilaterales o a través del intercambio entre compañías. A los generadores contratados para el servicio de reactiva se les paga sólo por su capacidad de reactiva, es decir, por la potencia máxima que pueden suministrar/consumir. No se realizan pagos por la potencia reactiva.

En la provincia de Alberta, Canadá, los generadores son penalizados por fallos en la producción o absorción de potencia reactiva. En Argentina, las penalizaciones no solamente se imponen sobre los generadores, sino también sobre los operadores del sistema, operadores de distribución y grandes cargas. Finalmente, en Japón, “Tokyo Electric Power co.” da a sus consumidores finales un incentivo para mejorar su factor de potencia a través de descuentos en la tarifa base.

### 1.3.2. Diseño del Mercado para la potencia reactiva

Con la llegada de los operadores del sistema y las empresas que gestionan y son propietarias de las redes del transporte el proceso se ha hecho menos opaco.

A diferencia de los costes de potencia activa, para los generadores, la mayoría de los costes de reactiva se incluyen en los costes de inversión. En algunos países los OS, pagan a los generadores independientes un precio demandado por la capacidad de reactiva y los costes de oportunidad si necesitan reducir su activa, es decir, cuando un generador necesita proporcionar más potencia reactiva tiene la opción de reducir la potencia activa que es capaz de suministrar y así conseguir la reactiva extra necesaria, en base a sus características que se ponen de manifiesto en la curva PQ del generador, figura 1.1. Cuando satisface estas necesidades de potencia reactiva, éste incurre en unas pérdidas económicas, debido a deja de obtener unos beneficios al reducir la cantidad de potencia activa suministrada al sistema.

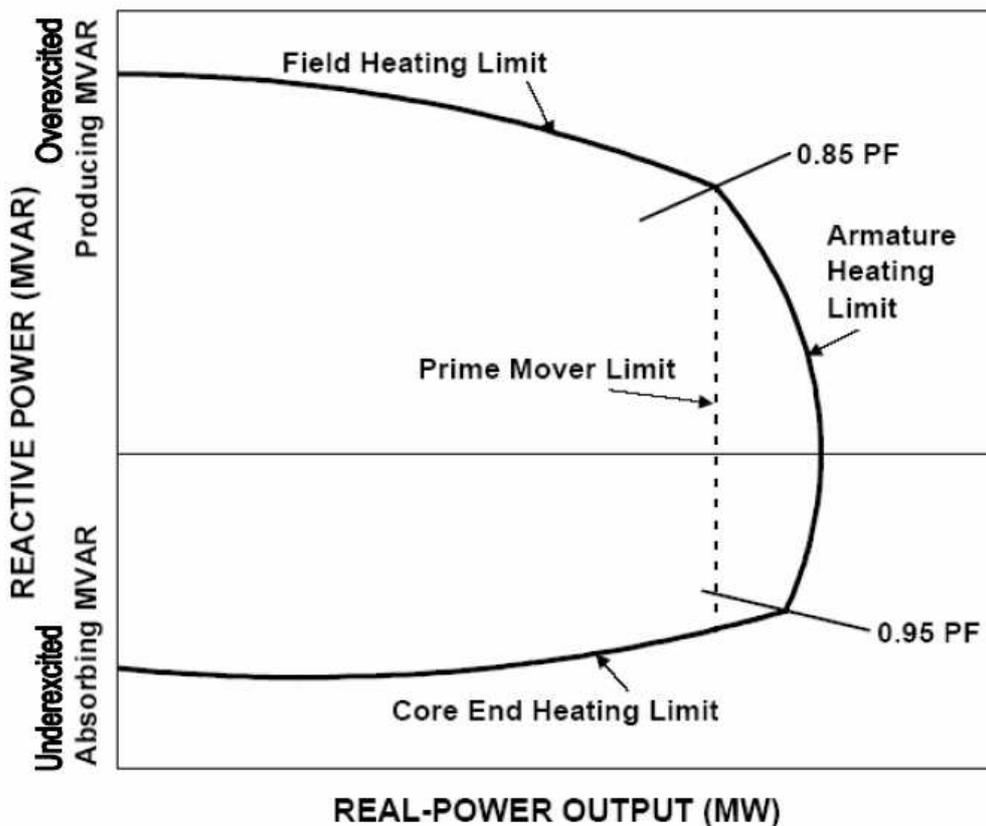


Figura 1.1: Curva de la capacidad de un generador. Curva PQ

Con el objetivo de mejorar la fiabilidad y la eficiencia a corto plazo, los proveedores de potencia reactiva deberían contar con incentivos para satisfacerlo. Estos pueden aparecer contando con adecuadas señales de precios en tiempo real y pagos por la capacidad. Una competencia efectiva es la forma de mejorar la eficiencia y reducir los costes a los consumidores. Este tipo de competencia es difícil de alcanzar. Debido a la innovación y al proceso tecnológico, la estructura óptima de la industria y el modo de regulación pueden necesitar cambios. De la misma forma en la que los mercados regulados van desde el oligopolio hacia la competencia, la regulación necesita moverse desde los precios directos de regulación a las reglas del mercado. Los mercados competitivos necesitan un diseño de mercado competitivo. En algunos mercados, se necesita poco más que los contratos básicos y las leyes de los derechos de propiedad. En los mercados eléctricos, el valor de la sociedad por la energía eléctrica de alta calidad hace necesaria hacer reglas de mercado adicionales.

Para funcionar de manera eficiente los mercados deben ser completos, es decir, si existe escasez de algún servicio, la compensación económica la deben recibir los proveedores del servicio y lo deben de pagar los clientes. De lo contrario, la generación y las señales de inversión quedan silenciadas, lo que origina situaciones de falta de generación y los cortes de suministro se pueden hacer necesarios. Esto es así para la potencia reactiva. A los vendedores se les debe de pagar el precio del mercado o una tarifa, para la reactiva, que ellos establezcan para eliminar la falta de generación y los compradores deben pagarlo. Debido al diseño del mercado, los clientes a menudo no pueden desconectarse del sistema a tiempo para evitar el “black-out”. Además, la capacidad de potencia reactiva para responder a las necesidades del sistema es necesario que se compre por adelantado. El precio completo puede incluir a los mercados de energía y de capacidad debido a las características de las inversiones, a las contingencias en el sistema y a la falta de respuesta en la demanda.

Sin precios completos, los participantes del mercado deben aumentar los productos restantes tasados con la esperanza de la compensación por la pérdida de éstos. Esto no siempre genera una decisión eficiente. Además, puesto que los correctos incentivos no existen, el OS puede necesitar recurrir a ordenar y controlar para obtener recursos no tasados. Las decisiones de inversión se pueden distorsionar y aparecer problemas de monitorización del mercado.

La potencia reactiva (generada y consumida por la generación, cargas y transporte) está presente en todo el sistema eléctrico. La generación y demanda de reactiva es el factor principal del control de las tensiones en muchos puntos. La capacidad de reactiva necesita la inversión de costes fijos y a fondo perdido. La generación de reactiva tiene costes de compensación. Al igual que las reservas de activa, las reservas de potencia reactiva tienen calidades distintas. Algunas de estas diferencias incluyen a la velocidad, la continuidad y capacidad de respuesta cuando la tensión está dis-

minuyendo.

Como con la potencia activa, un portafolio de las fuentes de potencia reactiva puede ser óptimo. La reactiva más valorada es la de los generadores que tienen casi una respuesta instantánea que no es función de la tensión. La reactiva de los condensadores tiene una respuesta lenta y decrece con el cuadrado de la tensión.

La competencia en la generación hace que sea importante considerar el desarrollo de mercados complementarios de reactiva. Algunos opinan que la reactiva es barata, pero no se obtiene sin gastos y es crítica para la fiabilidad del sistema. Una potencia reactiva suficiente es crítica para la eliminación de un colapso del sistema extremadamente costoso, pero el coste de la eliminación de un blackout es difícil de calcular. Las características del transporte de reactiva hacen que la topología de los mercados de reactiva sea pequeña frente a los mercados de activa, aumentando las preocupaciones del mercado de energía, pero la entrada al mercado por muchos dispositivos que pueden suministrar y consumir reactiva aumentará el número potencial de los participantes del mercado.

## Capítulo 2

# Experiencias internacionales en la implantación del Servicio Complementario de Potencia Reactiva

Hay varios diseños de mercado en el mundo para la potencia reactiva que se han desarrollado en el pasado. Los mecanismos incluyen los requisitos, los contratos y los precios en tiempo real. En este capítulo se describe los diseños de mercados para la potencia reactiva en varios países.

### 2.1. América del Norte

#### 2.1.1. Estados Unidos

La “Federal Energy Regulatory Commission” (FERC) en la legislación correspondiente al libre acceso a la red de transporte de alta tensión, orden n° 888, establece seis servicios complementarios que los proveedores del transporte deben incluir en la tarifa de libre acceso al transporte “Open Access Transmission Tariff” (OATT). El servicio complementario correspondiente al suministro de reactiva y el control de tensiones por parte de las fuentes generadoras es uno de ellos. En la OATT se incluyen seis programas correspondientes a cada servicio complementario.

De los seis que establece la OATT, el programa 2, es el correspondiente al servicio complementario de control de tensiones y potencia reactiva y en base a éste cada RTO/ISO (“Regional Transmission Organization”/“Independent System Operator”) establece las tarifas y la forma de compensar a los distintos agentes involucrados en dicho servicio.

PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) Interconnection LLC (PJM), New York Independent System Operator Inc.(NYISO), ISO-New England Inc. (ISO-NE), Midwest Independent Transmission System Operator Inc. (Midwest ISO), California Independent System Operator Corporation (CAISO) and Southwest Power Pool Inc. (SPP) utilizan una variedad de métodos para compensar a sus generadores por la reactiva y cargar a los clientes por las provisiones de potencia reactiva.

A continuación se van a presentar brevemente como los distintos operadores compensan a los generadores.

### **Compensación de los generadores.**

A excepción de CAISO, las RTOs y los ISOs dan compensación a los generadores por proporcionar potencia reactiva bajo el programa 2 de sus tarifas.

El PJM, en su programa 2, compensa a todos los generadores, tanto a los afiliados a empresas verticalmente integradas como a los independientes, con un pago igual a los requisitos de ingresos mensuales del propietario de la generación, aceptado o aprobado por la comisión. Para estar cualificados para la compensación del programa 2, los generadores tienen que estar bajo el control del operador del área de control y ser operados produciendo o absorbiendo potencia reactiva. PJM también proporciona pagos de coste de oportunidad perdidos cuando hay una reducción en la generación de activa. Los demás ISOs que utilizan el programa 2 generalmente compensan a los generadores de una forma similar pero con pequeñas variaciones.

El programa 2 del Midwest ISO compensa a los generadores propiedad de los transportistas por proporcionar reactiva, pero no establece mecanismos para compensar a los generadores independientes por proporcionar este servicio. Las tarifas por la reactiva se incluyen en las tarifas del operador del área de control y se pagan donde la carga está localizada, es decir, en un esquema zonal, mientras que a las cargas situadas fuera del Midwest ISO se le cobra una media del sistema entero. La compensación por reactiva de la Midwest ISO es un “pass-through” de los ingresos recogidos por los operadores de las áreas de control que proporcionan el servicio. El Midwest ISO no proporciona compensación por el coste de oportunidad perdido.

El programa 2 de NYISO establece la compensación para todos los generadores que proporcionen potencia reactiva. Sin embargo, los generadores propiedad de las compañías se compensan de forma diferente a los generadores no pertenecientes a éstas, funcionando bajo acuerdos de compra de energía. Además, también se compensa de forma distinta a los generadores propiedad de estas compañías si están bajo contratos por suministrar una capacidad instalada. Los generadores que proporcionan el servicio de apoyo a las tensiones reciben un pago anual por parte del mercado que

consiste en el total de los costes incurridos por los generadores, que han proporcionado el servicio de apoyo a las tensiones.

NYISO también establece costes de oportunidad perdidos y penalizaciones por el incumplimiento en el suministro de reactiva. Para poder acceder a la compensación del programa 2 de la NYISO, un generador tiene que pasar un test de capacidad.

El programa 2 de ISO-NE compensa a los generadores por proporcionar reactiva en base a cuatro componentes:

- Coste de capacidad.
- la pérdida del coste de oportunidad.
- Coste de la energía consumida.
- coste de energía producida.

La ISO-NE no aplica penalizaciones sobre los generadores que fallan en la provisión de potencia reactiva. Para poder acceder a la compensación del programa 2 de la ISO-NE, un generador debe estar en el sistema de mercado de la ISO-NE y proporcionar un apoyo de tensión medible.

La compensación de la SPP para la reactiva es un “pass-through” de los ingresos recaudados por el operador del área de control.

Mientras que la CAISO no tiene un programa 2, la tarifa de CAISO indica que los generadores no reciben ninguna compensación por funcionar dentro de un rango especificado del factor de potencia, que se fija entre 0.9 inductivo y 0.95 capacitivo. Si la CAISO necesita reactiva adicional, se abastece o a través de los contratos “Reliability Must-Run” (RMR) o, si no hay fuentes disponibles, manda a un generador a modificar su generación de reactiva fuera de su rango obligatorio. En este caso si el generador debe reducir su generación de activa para cumplir con tal instrucción será compensado por el concepto de coste de oportunidad perdido.

### **Rango del factor de potencia.**

La “Federal Energy Regulatory Commission” establece, en la orden nº 2003, que una interconexión de un cliente puede recibir compensación por proporcionar reactiva cuando su generador proporcione reactiva fuera del rango de potencia reactiva de 0.95 capacitivo y 0.95 inductivo o el rango del factor de potencia establecido por el transportista.

PJM exige un rango del factor de potencia 0.95 capacitivo y 0.9 inductivo.

CAISO también tiene los mismos requisitos para los generadores que no operan bajo acuerdos de “Reliability Must-Run”. A Todos los generadores participantes en CAISO que no operan bajo estos acuerdos, sin embargo, se les exige operar dentro de los rangos de factor de potencia especificados en sus acuerdos.

A las cargas directamente conectadas a la red controlada por CAISO y las distribuidoras se les exige mantener el flujo de potencia reactiva, en el punto de conexión, dentro de la banda de factor de potencia especificada de 0.97 inductivo y 0.99 capacitivo.

### **Costes de potencia reactiva de los clientes del transporte.**

Los costes que los clientes del transporte pagan por la potencia reactiva están incluidos en el programa 2 específico de la RTO/ISO. Cuando un cliente solicita la compra de reactiva de PJM, NYISO o ISO-NE, el precio se basa en los costes en el mes. SPP y Midwest ISO no tienen una fórmula de tarifas pero “pass through” las establecen a partir de las tarifas de reactiva del operador del área de control. Bajo la tarifa de CAISO, a los coordinadores de la programación (los clientes del transporte) se les cobra por los costes de los contratos RMR (Reliability Must Run).

### **2.1.2. Canadá**

En Canadá cada provincia determina sus propias políticas eléctricas. Por lo tanto, cada región establece las prácticas regulatorias y toma las decisiones relacionadas con la provisión y compensación de la potencia reactiva. Por ejemplo, Ontario y Alberta tienen operadores del sistema independientes.

#### **Ontario**

En Ontario, a todos los generadores de más de 10 MW conectados a la red controlados por el “Independent Electric System Operator” (IESO) se les exige que tengan capacidad de suministrar en sus terminales potencia reactiva en el rango del 90 % inductivo y del 95 % capacitivo respecto de la activa nominal en el rango de tensión nominal. Los generadores deben ser capaces de operar de manera continua a plena carga dentro del  $\pm 5\%$  de la tensión nominal en los terminales. A los generadores no se les exige operar de forma continua fuera de este rango de tensión para satisfacer las necesidades de potencia reactiva.

Los generadores que tienen firmados contratos de servicios complementarios para el apoyo de reactiva y el control de tensiones son compensados por el coste incremental de las pérdidas en las que incurren por no funcionar a factor de potencia unidad

o los costes de funcionar como condensadores síncronos a petición de la IESO. Se compensan también por sus beneficios perdidos si está proporcionando capacidad de reactiva fuera del rango establecido como requisito de las reglas del mercado.

La compensación de reactiva realizada por condensadores y reactancias, la instalan los transportistas para satisfacer las necesidades futuras de reactiva como parte del programa de inversiones del transporte.

En Ontario las reglas del mercado [12] establecen que cada participante en los mercados administrados por IESO, es decir, Distribuidoras y grandes clientes directamente conectados, tienen que mantener el factor de potencia entre 0.9 inductivo y 0.9 capacitivo.

### **Alberta**

En Alberta, se puede penalizar a los generadores que no sean capaces de producir o absorber potencia reactiva dentro de un factor de potencia de 0.9 inductivo y 0.95 capacitivo. Estas penalizaciones pueden restringir la activa generada para periodos específicos. En las áreas de transporte restringidas donde los generadores proporcionan el servicio “transmission must run”, los contratos incluyen compensación por reactiva.

### **Manitoba**

En Manitoba, se compensa a los generadores cuando proporcionan capacidad de reactiva fuera del rango normal especificado en los requisitos de interconexión al sistema de transporte. El mecanismo de compensación se define en la tarifa de interconexión y se basa en costes verificables de los generadores para proporcionar reactiva extra.

### **Québec y British Columbia**

En Québec y British Columbia, la tarifa de libre acceso al transporte trata el suministro de reactiva y el control de tensiones como servicios complementarios. El coste de proporcionar este servicio se recupera de los clientes del transporte y se paga a los generadores. Más allá de esto no hay ni incentivos ni penalizaciones por la disposición de la reactiva.

## 2.2. América del Sur

### 2.2.1. Argentina

Según establece la Secretaría de Energía de Argentina en la Resolución SE 0106/2002, [3], se puede resumir el tratamiento de la potencia reactiva que se lleva a cabo actualmente en Argentina.

Se establece que todos los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son responsables de controlar la tensión y el flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM. Los generadores, los operadores del sistema de transporte, los operadores de distribución y las grandes cargas tienen la obligación de suministrar reactiva.

A los generadores se les pide que produzcan y consuman reactiva dentro de los límites de su curva de capacidad (curva PQ). A los operadores del transporte se les requiere que mantengan las tensiones dentro del  $\pm 3\%$  de 500 kV y  $\pm 5\%$  para los 220 kV y 132 kV.

Los transportistas deberán poner a disposición del MEM todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.

Los distribuidores y grandes usuarios deberán comprometer en sus puntos de interconexión factores de potencia límite con Transportistas, y otros agentes del MEM que cumplan con dicha función, para horas de pico, valle y restantes (“valores acordados”). Dichos valores deberán ser informados al Organismo Encargado del Despacho (OED).

De no haber acuerdo o cuando el valor acordado afecte a un tercero, los “valores tolerados” que se aceptarán en las interconexiones de Distribuidores y Grandes Usuarios con dichos agentes serán:

1.  $\cos\varphi \leq 1$  inductivo para horas de valle y resto de días festivos
2.  $\cos\varphi \geq 0,95$  inductivo para las horas punta y resto (excepto resto de días festivos)

Para los generadores hay dos niveles de sanciones por incumplimiento de los requisitos. Si la desconexión se avisa con antelación, hay un cargo por potencia reactiva. Hay una penalización adicional si la desconexión no se anuncia. Adicionalmente, si una unidad de generación que en el mercado no salió despachada debe generar como resultado de una necesidad de reactiva, las partes responsables de la falta de reactiva deben pagar al generador su coste de puesta en marcha. La penalización por la

salida programada de un generador es el coste de operación y de mantenimiento del equipo que lo sustituye y un cargo por reactiva de  $0.15\text{\$US/Mvarh}$ . Si la salida es no programada, se le aplica una penalización durante todas las horas que el generador esté en servicio o en reserva en la temporada. A los generadores que no cumplen con los requisitos de reactiva se les puede denegar el acceso al sistema.

El sistema de penalización para los operadores del sistema es similar al de los generadores, con penalizaciones por Mvar y basadas en el concepto de una compensación horaria por la pérdida de carga. Los operadores de distribución y grandes cargas se les carga de forma similar al de los generadores, basados en los costes de la operación de sustitución del equipo y de mantenimiento.

Para el Distribuidor o Gran Usuario se establecen tres tipos de sanciones si no se cumple con los valores establecidos anteriormente por falta de equipamiento.

Si la indisponibilidad fue informada en la programación estacional deberá abonar un cargo fijo, equivalente al coste de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante todas las horas del período estacional, de  $0,25\text{\$US/MVAr}$  por hora.

De no cumplir transitoriamente por una indisponibilidad informada, abonará una penalización igual a 10 veces el coste de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante las horas que dure el incumplimiento. Si no se cumple transitoriamente en la operación real se abonará una penalización igual a 10 veces el coste de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante todas las horas del período trimestral. En ambos casos la penalización se calculará con  $4,50\text{\$US/MVAr}$  por hora.

### 2.2.2. Colombia

En la Resolución 18 de 2005 [4] de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se reglamenta la gestión del flujo de Potencia Reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades de los agentes del Sistema Nacional Interconectado (SIN) en la prestación de este servicio.

En Colombia, todos los generadores mayores de 10 MW, así como todas las nuevas unidades generadoras interconectadas con capacidades mayores a 5 MW cuando lo solicite el OS, tienen la obligación de suministrar o absorber, en el punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o Regional (STR) o Distribución Local, y ante cualquier condición de potencia activa inferior o igual a la nominal de la máquina, la cantidad de potencia reactiva capacitiva e inductiva definida por su potencia activa nominal y su factor de potencia nominal capacitivo o inductivo, respectivamente, en su curva de capacidad, (Curva PQ).

Para los generadores para los que el Centro Nacional de Despacho (CND) no estipule otra frecuencia, se entenderá que el período de verificación de cumplimiento de Factor de Potencia (FP) es horario. Los Generadores y Plantas Menores nuevos, deberán tener un Factor de Potencia nominal capacitivo de 0.9.

Las obligaciones para los distribuidores son la de mantener un factor de potencia mínimo horario de 0.9 inductivo, para todos los períodos horarios de su demanda, en sus Fronteras Comerciales con otros Operadores de Red, en cualquier nivel de tensión y de forma global. En caso de que la energía reactiva neta de un Distribuidor sea inductiva y mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada período horario, el exceso sobre este límite en cada período, se considerará como energía activa a los efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de Transmisión. El transporte de la potencia reactiva que sobrepase el límite establecido se facturará mensualmente a cada Operador de Red. Estos ingresos serán parte de la remuneración la actividad de transmisión.

Los grandes usuarios conectados al STN tienen que mantener un FP mínimo horario de 0.9 inductivo, para todos los períodos horarios de su demanda, en sus Fronteras Comerciales que coincidan con el punto de medición, y para el período de demanda mínima no podrá existir inyección de reactiva al STN, a menos que el CND lo permita o requiera. En caso de que la potencia reactiva consumida sea mayor al 50% de la energía activa(kWh) que se le entrega en cada período horario, el exceso sobre este límite en cada período se considerará como energía activa a los efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de Transmisión. Al comercializador que atiende a estos Grandes Consumidores se le facturará el transporte de la potencia reactiva que sobrepase el límite establecido. Estos ingresos se considerarán parte de la remuneración la actividad de transmisión.

El coste del servicio se compone de la retribución de los recursos específicos para el control de tensiones, la retribución de los recursos adicionales aportados por los agentes y la retribución de los sobrecostes asociados a los generadores despachados por restricciones de tensión.

Para los generadores la reactiva, dentro de sus límites nominales, se considera incluida dentro del coste de la energía activa producida. En los casos en los que un generador deba reducir el suministro de potencia activa para poder brindar el soporte de potencia reactiva requerido por el sistema, el coste de dicho servicio se calculará sobre la potencia activa que deja de generar y se considerará cubierto mediante el esquema de reconciliación negativa vigente (coste de oportunidad perdido). El coste asociado con los generadores despachados por restricciones de tensión está incluido en el coste de la energía producida, según el esquema de reconciliación positiva aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En este caso,

cuando el CND lo requiera, podrá utilizar toda la curva P-Q del generador seleccionado sin remuneración adicional. En el caso en que se necesite que un generador opere como condensador síncrono, toda la potencia reactiva generada a la hora, solicitada por el CND, se pagará como coste de reconciliación negativa de la siguiente forma:

$$PR = \frac{(Pb - Pm)}{2}$$

donde, PR = Precio de Reconocimiento por el servicio; Pb = Precio de mercado horario; Pm = Precio mínimo de las ofertas recibidas para la hora respectiva

La energía activa generada durante este período se liquidará al precio de bolsa.

Para los transportistas, la retribución de los recursos específicos para el control de tensiones se incluye como parte de la remuneración de las actividades de transmisión.

### 2.2.3. Chile

Según se establece en la normativa vigente en Chile [15], la Dirección de Operación (DO) del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) deberá realizar el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva para determinar el perfil óptimo de tensiones y los requisitos de potencia reactiva para el sistema de transporte, con resolución mensual para un horizonte de operación de 12 meses. Los requerimientos y asignación de reservas de potencia reactiva se efectuarán para las condiciones de operación más desfavorables previstas para cada mes.

El Control de Tensión está a cargo del Centro de Despacho y Control del CDEC (CDC), a partir de la programación del perfil de tensiones, la coordinación y control de la operación, y el despacho de la potencia reactiva que elabore la DO.

Las unidades generadoras deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva conforme lo indique el Diagrama PQ. En Estado Normal, el control de las tensiones dentro de la banda permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 90% de la capacidad máxima en forma permanente. Para cumplir con este objetivo, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras estará limitado por los valores de la tensión en los terminales de la unidad, la cual no deberá ser superior a 1,05 por unidad ni inferior a 0,95 por unidad.

Las instalaciones de los Sistemas de Subtransmisión y las de los Sistemas de Transmisión Adicional deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión Troncal, otros Sistemas de Subtransmisión

y otros Sistemas de Transmisión Adicional, según corresponda, un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:

- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 kV.
- 0,98 inductivo y no permitiéndose el capacitivo, para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 kV.

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 30 kV.
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensiones nominales iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 100 kV.
- 0,98 inductivo y no capacitivo para puntos de conexión con tensiones nominales iguales o superiores a 100 kV.

#### **2.2.4. Brasil**

En Brasil, el “Operador Nacional do Sistema Eléctrico”(ONS) [16] tiene como atribuciones, entre otras:

- La planificación, programación de la operación y el despacho centralizado de la generación, con el objetivo de la optimización de los sistemas interconectados.
- La supervisión y la coordinación de los centros de operación de los sistemas eléctricos.
- La Coordinación, la supervisión y el control de la operación de la generación de la red de transporte del sistema interconectado, de los generadores despachados de manera central y las instalaciones integrantes de la red de operación, de forma que se cumplan los criterios establecidos.
- Tomar las medidas operativas necesarias, de acuerdo a los procedimientos de la red, para asegurar el funcionamiento dentro de los límites operativos.

Se considera servicio complementario a la potencia reactiva suministrada/absorbida por los generadores, por los generadores funcionando como compensadores síncronos y los elementos de control de tensión del transporte. La remuneración de estos últimos equipos será la misma que las que se aplican a las instalaciones del transporte. Los agentes de generación deben mantener la capacidad de potencia reactiva definida por la ONS y por los contratos establecidos para satisfacer los servicios complementarios.

Los requisitos obligatorios de consumo/generación de potencia reactiva se establecen en forma de factor de potencia. Por ejemplo, se habla de un factor de potencia operacional, que es la banda del factor de potencia para la cual los niveles del funcionamiento del sistema están garantizados. El factor de potencia que deben de satisfacer las instalaciones para su tarificación es la banda que se establece y regula la Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANNEE) [17] en cada punto de conexión.

En los puntos de la conexión a la red, los agentes de distribución y los consumidores libres deben asegurar que el factor de potencia se sitúa dentro de los valores establecidos. Si se opera fuera de estas bandas establecidas para el factor de potencia se puede considerar como servicio complementario. A continuación se muestran las bandas de factor de potencia que se deben respetar, en función de los niveles de tensión nominal:

- Factor de potencia entre 0.98 inductivo y 0.98 capacitivo para tensiones nominales de 230 kV.
- Factor de potencia entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo para tensiones nominales entre 69 kV y 230 kV.
- Factor de potencia entre 0.92 inductivo y 0.92 capacitivo para tensiones nominales menores de 69 kV.

Con respecto a las necesidades de potencia reactiva, las distribuidoras y los consumidores libres conectados a la red de transporte son los responsables de mantener los criterios establecidos para el funcionamiento del sistema.

## 2.3. Europa.

### 2.3.1. Gran Bretaña

En Gran Bretaña, en los años noventa después de la privatización y de desligar la generación, el transporte y la distribución, el “England-Wales market” empezó con un enfoque en el pago de los generadores por la potencia reactiva basado en el coste. Desde mediados de los noventa se ha desarrollado un enfoque orientado al mercado de reactiva. A los generadores con una capacidad mayor de 50 MW se les exige que

tengan una capacidad de un factor de potencia de 0.95 consumiendo a 0.85 cediendo en el lado de alta del transformador elevador de la central. Después de muchas consultas a los participantes del mercado, se establecieron reglas de monitorización y medición y se desarrollaron nuevas reglas de despacho.

“The National Grid Co.” (NGC) que es el operador y el propietario de la red de transporte, envía al generador una consigna de despacho que consiste en la cantidad de activa dentro de un rango de capacidad exigido al generador. El generador puede aceptar un pago por defecto por la reactiva de aproximadamente \$ 2.40/Mvarh consumida o cedida, o como alternativa, el generador puede ofrecer contratos con una duración mínima de un año. La oferta está compuesta por tres partes: un precio por la capacidad sincronizada en libras/Mvar, un precio de la disponibilidad de la capacidad en libras/Mvar y el precio de utilización en libras/Mvarh. La propietaria de la red valora la oferta, los históricos y la efectividad de cada generador contra las necesidades futuras de su ubicación en relación a 20 zonas eléctricas para decidir que ofertas se aceptan. Esto proporciona a los generadores incentivos para ofertar capacidad más allá de los requisitos, reduciendo las necesidades de inversión del sistema de transporte.

La NGC tiene incentivos financieros para mantener la congestión baja. Desde 1990 la compañía aumentó su capacidad de reactiva en transporte de 3000 Mvar a 19000 Mvar en condensadores, 9000 Mvar de SVCs y 4000 Mvars de “Quadrature Boosters” (parecidos a los phase shifters”) en 2004. Algunos de los SVC pueden ser reubicados en 8 meses (por tren). En contraste con los enfoques tradicionales, la NGC reubica algunos de sus recursos del transporte para aliviar algunas zonas que lo necesitan. El 20 % de la reactiva generada es de generadores. Desde 1993 a través de una combinación de contratos con los generadores, mejoras en la operación, mejoras en la previsión e inversión en el transporte, la NGC ha disminuido los costes de congestión, como los definió el regulador en el 90 %.

### **2.3.2. Suecia**

En Suecia, la mayoría de la generación (principalmente hidroeléctrica) se localiza en el norte mientras que el sistema de transporte lleva la energía al sur donde se concentra la mayoría de la demanda. La potencia reactiva, que se suministra en su mayoría en el sur, se proporciona en base a unos criterios obligatorios y no hay compensación. El objetivo es mantener el flujo de reactiva en el transporte cerca de cero, especialmente en ciertas interfaces. Rara vez se utilizan los grandes generadores para el control de tensiones y se operan a una salida constante de reactiva. Las hidráulicas y las térmicas son necesarias para mantener la capacidad de inyectar reactiva con un factor de potencia de 0.9. Los operadores de la red utilizan tanta potencia reactiva estática (condensadores y reactancias) como sea posible [1].

La responsabilidad de gestionar la potencia reactiva recae en las compañías propietarias de la red, con ciertas reglas del Operador del Sistema, estipulando que no debería existir intercambio de potencia reactiva entre los distintos niveles de tensión. Para satisfacer estos requisitos, las compañías individualmente, tienen que proporcionar su propia reactiva [8].

### 2.3.3. Holanda

En Holanda, las gestoras de la red tienen requisitos de reactiva locales. Éstas compran reactiva localmente a través de contratos bilaterales con generadores o a través de intercambios con otras compañías. A los generadores contratados para el servicio de reactiva solamente se les paga por su capacidad. No se paga por el suministro de energía reactiva.

### 2.3.4. Bélgica

En Bélgica, “The Belgian Independent System Operator” tiene una tarifa para la potencia reactiva y la regulación de la tensión, que tiene un pequeño recargo por Mwh dentro de un rango de factor de potencia especificado y un cargo mayor fuera de este rango. Entre un factor de potencia de 0.95 capacitivo y 0.95 inductivo, para una potencia mayor del 10 % de la potencia activa contratada, el cargo por la potencia reactiva varía con la tensión del punto de interconexión al transporte. En el transporte el cargo es de 0.21 Euros/MWh. En el lado de los transformadores de media tensión en la red de distribución, la tarifa es 0.23 Euros/MWh. Para la potencia reactiva fuera del factor de potencia de 0.95 capacitivo e inductivo, el cargo es de 6 Euro/Mvarh. Cuando la activa es menos del 10 % de la cantidad contratada, el cargo más bajo para la reactiva se aplica por encima del 32.9 % de la activa, y el cargo de 6 Euro/Mvarh se aplica si la reactiva está por encima del 32.9 % del 10 % de las cantidades contratadas.

## 2.4. Otros países.

### 2.4.1. Australia

En Australia el “National Electricity Market Management Company” (NEMMCO) es el responsable de garantizar la operación del sistema [18], [19]. Para el control de tensiones determina las necesidades de potencia reactiva. Éstas se presentan de manera local. Por ejemplo, el servicio complementario de potencia reactiva en Queensland no puede asistir al control de tensiones en Victoria. Además, NEMMCO divide el sistema interconectado en áreas de generación o cargas, de tal forma, que las necesidades de cada área sean satisfechas dentro de sí misma, debido a la problemática que

presenta la reactiva en su transporte.

Este servicio se divide en dos categorías respecto a la provisión de reactiva y a la estructura de pagos: modo generación y modo de compensación síncrona, es decir, NEMMCO proporciona compensación por la potencia reactiva a los generadores y a los condensadores síncronos.

Para los generadores se establecen unas condiciones de capacidad de reactiva obligatoria que se pueden expresar en forma de un factor de potencia de 0.9 inductivo y 0.93 capacitivo. Además, se ofrece una compensación para las ofertas aceptadas por encima de los requisitos obligatorios. Las generadoras reciben un pago por disponibilidad, uno por operatividad cuando despachan y una compensación cuando a sus generadores se les frena en su funcionamiento según las condiciones del mercado (coste de oportunidad). Cuando un generador se despacha en el modo de compensación síncrono es porque ya se han utilizado todos los recursos de generación disponibles y se hace debido a que hay que satisfacer las necesidades de reactiva locales, recibiendo por ello un pago de compensación en base a los acuerdos, entre el generador y NEMMCO, de los servicios complementarios .

La secuencia de control de tensiones es generalmente como sigue: en primer lugar se conectan los condensadores y los SVCs, seguidamente los generadores proporcionarán reactiva si la generación de activa no se ve restringida. En áreas específicas, se recurre a los compensadores síncronos dependiendo del precio. El siguiente paso es demandar potencia reactiva restringiendo la potencia activa y por último se recorta el intercambio del mercado.

Por otra parte, los requisitos exigidos sobre el factor de potencia para las cargas mayores o iguales al 30% de la demanda máxima y para las redes de distribución conectadas a la red de transporte o a otras redes de distribución son los siguientes:

- Para tensiones nominales mayores o iguales a 400 kV, factor de potencia 0.98 o mayor inductivo
- Para tensiones nominales entre los 250 kV y los 400 kV, factor de potencia 0.96 o mayor inductivo
- Para tensiones nominales entre los 50 kV y los 250 kV, factor de potencia 0.95 o mayor inductivo
- Para tensiones nominales entre los 1 kV y los 50 kV, factor de potencia entre 0.9 inductivo y 0.9 capacitivo

Para las cargas inferiores al 30% de la demanda máxima se pueden permitir factores de potencia fuera de estos rangos. En los casos en los que NEMMCO determine

que no existe riesgo para la seguridad del sistema se pueden permitir factores de potencia fuera de estos rangos.

### 2.4.2. India

En India, las compañías eléctricas estatales (“similar to load serving entities”) estaban demandando grandes cantidades de potencia reactiva de la red EHV (Extra High Voltage), causando caídas de tensión del 20 % en el sistema de 400 kV, inevitables pérdidas en el transporte y una considerable potencia reactiva de los generadores. El regulador indio puso a 4 paise/Kvarh (aprox. \$1/Mvarh) el precio (de compra y venta) de la reactiva cuando la tensión está por debajo del 97 % de la nominal. En los periodos no de punta se reserva el cargo cuando las tensiones están por encima del 103 %. Todos los problemas de bajas tensiones ahora han desaparecido.

Con respecto a los criterios que deben satisfacer los distintos participantes en la generación y absorción de potencia reactiva la “Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission” (APEREC) establece en sus criterios de conexión a la red [6] y de operación [5] que es deseable que las cargas tengan un factor de potencia próximo a uno, fijando el factor de potencia mínimo al 90 %.

En general las compañías distribuidoras se tienen que proporcionar la reactiva necesaria para garantizar que el factor de potencia en la frontera con el transporte sea superior al 90 %. Tendrán que garantizar que sus clientes inductivos cumplen con el factor de potencia exigido y si no fuera así, deberán instalar condensadores. Las distribuidoras, además, deberán instalar condensadores en varios puntos del sistema de distribución.

Las unidades generadoras deben tener la capacidad de producir potencia activa en un rango del factor de potencia de 0.85 inductivo y 0.95 capacitivo.

### 2.4.3. Japón

En Japón, “Tokyo Electric Power Company” (TEPCO) da a sus consumidores finales el incentivo financiero de mejorar su factor de potencia. Se hace como un descuento en la tarifa base. El descuento está basado en el factor de potencia del cliente. El precio de la electricidad se tarifica en dos partes: precio base + precio de la electricidad, donde

$$precibase = (\text{preciounitario}[\text{yen}/KW]) * (\text{contrato}KW) * (1,85 - \text{factordepotencia})$$

$$\text{preciodelaelectricidad} = (\text{Preciounitario}[\text{yen}/\text{KWh}]) * U_{\text{total}}[\text{KWh}]$$

El precio unitario para el precio base está alrededor de los US10\$/KW y el precio unitario para el precio de la electricidad está alrededor US10c/KWh. Este programa da lugar a la instalación en la carga de equipos que mejoran el factor de potencia y por tanto, se reduce el precio base. Bajo esta tarifa la media del factor de potencia del cliente es de 0.99.

## Capítulo 3

# Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte en España

En este capítulo se muestra como se trata la potencia reactiva en España. Esta información se recoge en el proceso de operación orientado al Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte en España [2].

### 3.1. Objetivo

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.

**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.

## 3.2. Proveedores del servicio

1. Grupos de generación con una potencia neta igual o superior a 30 MW (o varios grupos vertiendo una potencia total igual o superior a esta cantidad en un mismo nudo de la red de transporte).

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.

2. Las empresas transportistas.
3. Los consumidores cualificados no acogidos a tarifa 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.
4. 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.

## 3.3. 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:

1. Identificar los puntos frontera de la red de transporte y determinar y publicar las consignas de tensión a mantener en ellos.
2. 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.
3. Controlar y medir la prestación del servicio.

4. 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.
5. 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.
6. Aplicar, en caso necesario, los mecanismos excepcionales previstos al efecto que garanticen la seguridad y calidad del servicio en tiempo real.

### 3.4. 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.

#### 3.4.1. Requisitos obligatorios de conexión a la red de transporte

1. **Los generadores** deberán disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva tanto en generación como en absorción, y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites. Para los generadores se establece como margen de potencia reactiva mínimo obligatorio los siguientes valores de coseno de  $\varphi$ :
  - a)  $\text{Cos}\varphi$  capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).
  - b)  $\text{Cos}\varphi$  inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).

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 las figuras 3.1 y 3.2.

2. **Los 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 y deberán seguir, en cualquier caso, las instrucciones que imparta el Operador del sistema.

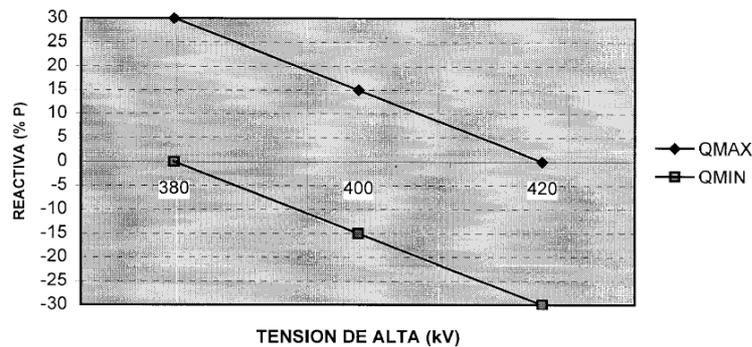


Figura 3.1: Variación de los requisitos obligatorios de los grupos en función de la tensión del nudo de la red de transporte. 400kV

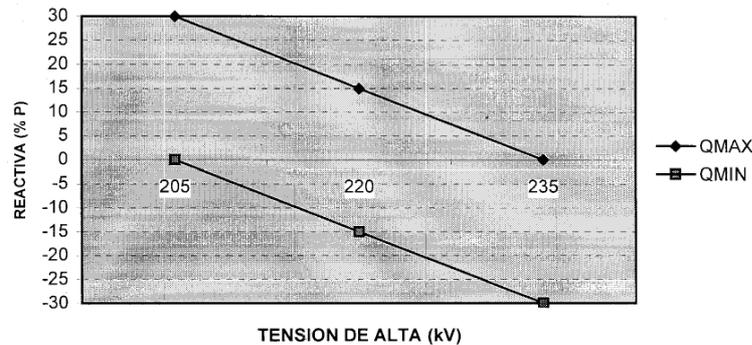


Figura 3.2: Variación de los requisitos obligatorios de los grupos en función de la tensión del nudo de la red de transporte. 220kV

3. **Los consumidores proveedores del servicio** deberán cumplir los siguientes requisitos obligatorios, en cada uno de los tres periodos horarios (punta, valle y llano) establecidos en la figura 3.3.

- a) Periodo 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) Periodo horario de valle: No podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ( $\text{Cos}\varphi \geq 1$  inductivo).
- c) Periodo 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 ( $0,95 \text{ inductivo} < \text{Cos}\varphi < 1,00$ ).

<b>LABORABLE</b>	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

<b>SÁBADO</b>	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

<b>DOMINGO y FESTIVO</b>	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

Figura 3.3: definición de los periodos horarios

inductivo).

La zona restringida que aparece en las figuras 3.4, 3.5 y 3.6 pone de manifiesto los requisitos obligatorios para los distintos periodos horarios.

4. **Los 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 requisitos 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.

### 3.4.2. 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.

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.
2. **Consumidores proveedores del servicio y gestores de las redes de distribución.** Éstos podrán presentar al Operador del sistema ofertas de sus recursos adicionales disponibles que excedan los requisitos mínimos obligatorios.

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.

En concreto para el caso en estudio, los gestores de las redes de distribución podrán presentar dos tipos diferenciados de ofertas:

1. Ofertas equivalentes a una generación adicional de reactiva en el sistema. Se 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 ( $\cos\varphi$  inductivo  $\geq A1$ , siendo  $A1 > 0,95$ ), o bien, la oferta en horas punta de una entrega mínima de reactiva ( $\cos\varphi$  capacitivo  $\leq A2$ , siendo  $A2 < 1$ ).
2. Ofertas equivalentes a una absorción adicional de reactiva en el sistema. Se 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 ( $\cos\varphi$  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 ( $\cos\varphi$  inductivo  $\leq B2$ , siendo  $B2 < 0,95$ ).

En las figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se pueden observar las distintas ofertas.

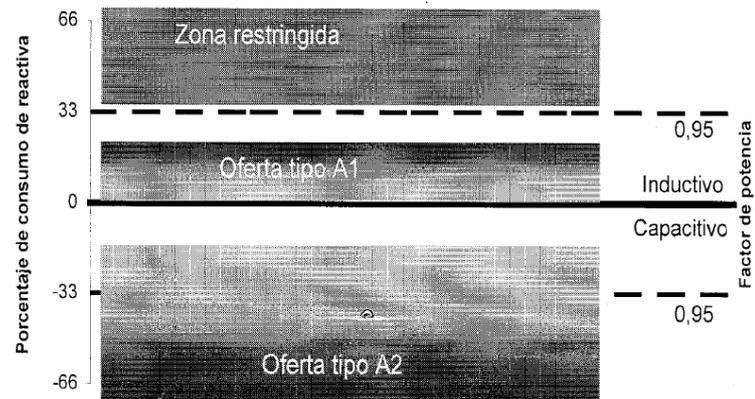


Figura 3.4: Ofertas de los consumidores proveedores del servicio y de los gestores de las redes de distribución. Hora punta

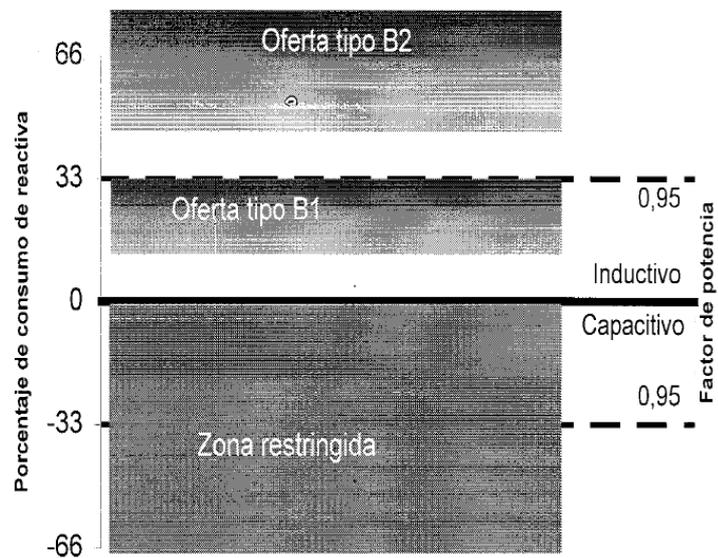


Figura 3.5: Ofertas de los consumidores proveedores del servicio y de los gestores de las redes de distribución. Hora valle

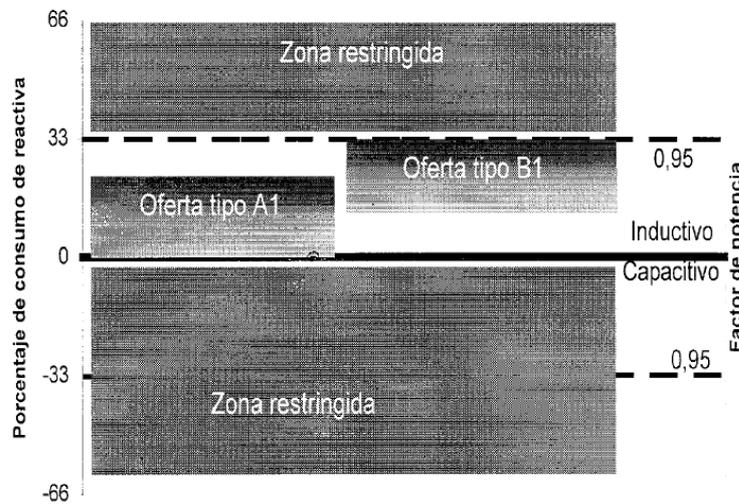


Figura 3.6: Ofertas de los consumidores proveedores del servicio y de los gestores de las redes de distribución. Hora llano

### 3.5. 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  $\varphi$  (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.

### **3.6. 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.

### **3.7. 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:

1. Generadores. La retribución constará de cuatro términos diferenciados:
  - Disponibilidad de banda adicional de generación de potencia reactiva, asignada en el Plan de control de tensión anual.

- Disponibilidad de banda adicional de absorción de potencia reactiva, asignada en el Plan de control de tensión anual.
- 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.
- 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.

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.

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

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

## 3.8. Incumplimientos

### 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).

### 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.

### **3.9. 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.

# Bibliografía

- [1] “Principles for efficient and reliable reactive power supply and consumption,” Federal Energy Regulatory Commission Staff Report, 888 First Street, N.E. Washington, D.C. 20426, Tech. Rep. Docket No. AD05-1-000, February 2005.
- [2] *Resolución de 10 de marzo de 2000. “Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”. Procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) . BOE núm. 67, Sábado 18 de marzo 2000, pp. 11330-21445.* Ministerio de Industria y Energía.
- [3] *Resolución SE 0106/2002. Boletín Oficial n° 29.899, jueves 16 de mayo de 2002, pp. 8-10. Citas Legales : Res. SEE 61/92; Res. SE 137/92.* Argentina. Secretaría de Energía.
- [4] *Resolución 18 de 2005. Gestión del flujo de Potencia Reactiva y obligaciones y responsabilidades, de los agentes del SIN, en la prestación de este servicio, Diario Oficial No. 45.864.* Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- [5] *ANDHRA PRADESH Code of Technical Interface. Section 4. Operation Code.* ANDHRA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION. (APERC).<http://www.ercap.org>, 2003.
- [6] *ANDHRA PRADESH Code of Technical Interface. Section 3. connection Code.* ANDHRA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION. (APERC).<http://www.ercap.org>, 2003.
- [7] L. M. T. John D. Kueck, Brendan J. Kirby and D. T. Rizy, *Voltage Regulation with Distributed Energy Resources (DER)*, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, November 4, 2004.
- [8] S. M. I. Jin Zhong and M. I. Kankar Bhattacharya, “Reactive power management in deregulated electricity markets- a review,” *IEEE*, pp. 1287–1292, 2002.
- [9] *National Electricity Code.* National Electricity Code Administrator. NECA. <http://www.neca.com.au/files/necacode/index.htm>, 2005.

- 
- [10] *Evaluation of Reactive Power Planning and Voltage Control Practices in Response to NERC Blackout Recommendation 7a.* Transmission Issues Subcommittee of the NERC Planning Committee, May 3, 2005.
- [11] V. P. Charles F. Robinson and G. Counsel, *Ancillary Services*, California Independent System Operator Corporation, FERC Electric Tariff, March 11, 2004.
- [12] *Market Rules. Chapter 4: Grid Connection Requirements-Appendices.* IESO, September 13, 2006.
- [13] CIGRÉ, “Coordinated voltage control in transmission networks,” CIGRÉ, Tech. Rep. c4.602, February 2007.
- [14] *NERC Operating Policy-10 on Interconnected Operation Services, Draft-3.1.* North American Electric Reliability Council, February, 2000.
- [15] *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.* Gobierno de Chile. Comisión Nacional de Energía, 2005.
- [16] *procedimientos de redes.* Operador Nacional del Sistema Eléctrico. ONS. <http://www.ons.org.br>, 2007.
- [17] *Legislação Básica.* Agencia Nacional de la Energía Eléctrica. ANNEL. <http://www.aneel.gov.br>, 2007.
- [18] *Amended procedure for determining quantities of network control ancillary services.* National Electricity Market Management Company. (NEMMCO).<http://www.nemmco.com.au>, 2005.
- [19] *OPERATING PROCEDURE: NON-MARKET ANCILLARY SERVICES.* National Electricity Market Management Company. (NEMMCO).<http://www.nemmco.com.au>, 2005.