



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

GESTIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

**DOCUMENTO CREG - 018
MARZO 8 DE 2005**

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

GESTIÓN DE FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

ANTECEDENTES

Las leyes 142 y 143 de 1994 confieren a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la responsabilidad de fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos, y de establecer formulas tarifarias.

En ejercicio de sus funciones la Comisión adoptó varias disposiciones para regular el consumo de energía reactiva en el sistema:

- La Resolución CREG 009 de 1996 adoptó decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica, estableciendo que cuando la energía reactiva registrada fuese mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo periodo de facturación, las empresas liquidarían los excedentes de energía reactiva con la tarifa respectiva de energía activa.
- El artículo 5 de la Resolución CREG 099 de 1997 reglamentó que, en caso de que el consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional fuera mayor al 50% de la energía activa (kWh) entregada a un usuario de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, el exceso sobre este límite se consideraría como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema.
- El artículo 25 de la Resolución CREG 108 de 1997 determinó el control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica a los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los usuarios residenciales conectados a un voltaje superior al Nivel de Tensión 1, el cual debería ser igual o superior a 0.9 inductivo. El suministro y consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional, en caso de que la energía reactiva fuera mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida por un suscriptor o usuario, el exceso sobre este límite se consideraría como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable.
- La Resolución CREG 082 de 2002, artículo 11, determinó que, en caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema; que el recaudo de los costos del transporte del exceso de energía reactiva será efectuado por el comercializador y entregado al Operador de Red que atiende al usuario respectivo, y que el Operador de Red podrá conectar equipos de medida de reactiva a usuarios conectados al Nivel de Tensión 1.
- La Resolución CREG 047 de 2004 especificó las condiciones de cobro de reactivos a usuarios finales, fijando que el consumo corresponde realmente al transporte por lo que por otros conceptos de la fórmula tarifaria, no se pueden cobrar reactivos a usuarios conectados al STR o SDL.

Es de observar que desde la Resolución CREG 009 de 1996 se han mantenido los mismos límites al consumo de energía reactiva. Es decir, desde 1996 la penalización del usuario se da cuando presenta un factor de potencia inferior de 0.9, o lo que es lo mismo, cuando su energía reactiva consumida supere la mitad de su energía activa consumida. Lo que sí ha sido objeto de modificaciones es la frecuencia de las lecturas, tanto para usuarios No Regulados como para los regulados, y las componentes de la tarifa que tienen que ser cobradas por el concepto de transporte de esa energía reactiva.

Se debe tener en cuenta que debido a la gran relación que existe entre la energía reactiva y el soporte de tensión, el proceso de regulación de esta última se puede relacionar con la forma como se regula el soporte de tensión, por lo que es visto como una obligación implícita en el proceso de generación.

En 1991 The Brattle Group presentó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al Ministerio de Minas y Energía, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y al Departamento Nacional de Planeación una propuesta para el manejo de la Potencia Reactiva en Colombia, donde se presentaba además un borrador de resolución.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, en su condición de servicio público, debe ser prestada bajo unos parámetros de seguridad y calidad que permitan al usuario desarrollar sus actividades¹, sin poner en riesgo tanto su integridad física como la de sus equipos.

Con el nombre de servicios complementarios se designan todos aquellos servicios que deben ser prestados por los diferentes agentes y operados por el responsable de la operación del sistema con el fin de mantener la calidad del servicio. Entre los principales servicios complementarios están el control de frecuencia, el control de tensión y potencia reactiva, y la capacidad de arranque autónomo.

El control de tensión y de potencia reactiva tiene como fin directo mejorar la calidad de la prestación del servicio de la energía eléctrica al ayudar a mantener los niveles de tensión dentro de los parámetros adecuados²; además el mismo disminuye los riesgos de perdida de la estabilidad y de colapso de tensión, y por ende las suspensiones del servicio para el usuario.

De otro lado, este tipo de control es especialmente adecuado para los esquemas desregulados, debido a que mejora las condiciones técnicas y de operación del sistema, lo que permite optimizar recursos, y mejorar el ambiente de competencia y de libre acceso a las redes al minimizar las restricciones.

Dado que en el sistema interconectado colombiano no está definido un esquema regulatorio que cubra los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, se analizaron diferentes estudios y propuestas realizadas a la CREG para su implementación, entre los cuales cabe destacar la "Propuesta para el manejo de Potencia Reactiva en Colombia" desarrollado por The Brattle Group y el proyecto de investigación de Pablo Franco y Noemí Arboleda, denominado "Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia".

Soportado en los estudios y propuestas realizadas a la CREG, en las experiencias internacionales y en el conocimiento de las características particulares de SIN Colombiano se presenta la siguiente propuesta regulatoria para el manejo de la potencia reactiva, en la cual se definen obligaciones y responsabilidades, y las señales económicas en caso de prestación del servicio o de incumplimiento buscando un mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio y de operación del sistema.

¹ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

² ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

1. EL PROBLEMA DEL MANEJO DE POTENCIA REACTIVA EN UN SISTEMA DE POTENCIA.

El soporte de tensión y de potencia reactiva es un servicio complementario que involucra la totalidad del sistema, es decir, se ve comprometida la Generación, la Transmisión y la Distribución, ya que es suministrado por una combinación de generadores, líneas, cables, y compensaciones reactivas estáticas controladas por dispositivos de control, a lo largo de la red.

En los esquemas tradicionales, donde las empresas estatales eran las únicas que se encargaban de la prestación del servicio público de energía eléctrica, el suministro de potencia reactiva y soporte de tensión eran actividades implícitas de ésta, y su control se realizaba en forma conjunta y centralizada, utilizando para ello todos los recursos de generación y transmisión que tenían disponible, con el fin de mantener el equilibrio del sistema y la calidad del servicio³. Tradicionalmente los generadores suplían una parte importante de la demanda de reactivos y se encargaban del soporte de tensión.

En estos esquemas los costos derivados de la prestación de los servicios mencionados se consideraban dentro de los costos propios del sistema integrado, o sea, dentro de los costos de generación, transporte y distribución de potencia activa. La empresa integrada no buscaba la reducción de estos costos sino que se limitaba a asegurar la prestación del servicio.

Antes, las redes podían diseñarse de una manera sobredimensionada, y servían para satisfacer las demandas locales; ahora, con el aumento de la demanda de energía, y de las interconexiones nacionales e internacionales, las redes de transmisión se han quedado cortas en su capacidad de transporte y la construcción de nuevas es cada vez más difícil debido a sus costos, problemas medioambientales, y de servidumbres, lo que hace necesario establecer unos criterios de eficiencia para un mejor aprovechamiento de las redes.

Actualmente se han implantando esquemas desregulados, los cuales contemplan la separación de las actividades, y donde varias empresas son dueñas de los activos del sistema, por ende, la prestación de los servicios complementarios se debe realizar en forma conjunta por los agentes y coordinada mediante un centro de control. Esto implica que ya no se pueda disponer de los recursos, con la libertad que se hacia antes, ni que los costos de la prestación de servicios serán absorbidos por las empresas, sino que es necesario asignar responsabilidades a los agentes y dar señales económicas a quienes los preste, en beneficio del sistema⁴.

³ THE BRATTLE GROUP. International Review of Reactive Power Management. Preparado para CREG, MME, MHCP. Bogotá: s.n. May 2001.

⁴ THE BRATTLE GROUP. International Review of Reactive Power Management. Preparado para CREG, MME, MHCP. Bogotá: s.n. May 2001.

ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

El control de tensión y de potencia reactiva es necesaria para que la implementación de los esquemas desregulados funcionen en un mejor ambiente de competencia y de libre acceso a las redes, debido a que mejoran las condiciones técnicas y de operación del sistema, se optimizan los recursos, y se minimizan las restricciones del sistema. Por lo tanto, además del aspecto técnico se deberá considerar los beneficios económicos que una buena gestión de la potencia reactiva pueda generar a los agentes y al usuario final. Es por esto, que se debe establecer en Colombia una regulación de soporte de tensión y potencia reactiva de manera que permita mantener la calidad del servicio y de operación del sistema, y que provea las señales adecuadas para el soporte de potencia reactiva, la expansión del sistema, y la optimización de los recursos.

Ésta propuesta debe establecer en primer lugar, las obligaciones asignables a cada uno de los agentes en la prestación de los servicios de soporte de tensión y potencia reactiva. En cada caso deberá especificar los rangos dentro de los cuales deben operar para suministrar un soporte de tensión y de potencia reactiva mínimo, para garantizar el buen funcionamiento del sistema, y los rangos dentro de los cuales pueden operar sin causar el detrimiento del mismo.

En segundo lugar deberá establecer la señal económica y las sanciones imputables al incumplimiento de las obligaciones en la prestación de los servicios antes mencionados, con miras a remunerar el uso excesivo de la red a los agentes perjudicados con ese comportamiento y para dar una señal a los agentes que insistan en operar fuera de los parámetros indicados.

En tercer lugar deberá dar las señales económicas adecuadas para la prestación del servicio, expansión, y mejoramiento de la red.

2. LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Los servicios complementarios son todos aquellos servicios que deben ser prestados por los diferentes agentes y operados por el responsable de la operación del sistema con el fin de mantener la calidad del servicio y seguridad del sistema⁵.

Antiguamente estos servicios eran prestados por la empresa verticalmente integrada y su costo estaba implícito en el costo total del servicio de energía activa. Actualmente en los sistemas desregulados es necesario discriminar su prestación para poder determinar las responsabilidades, sus costos y la forma como se remuneran de una manera eficiente. Además, cada día se hace necesario mejorar las condiciones de calidad, seguridad y eficiencia en el suministro debido a las mayores exigencias de los usuarios y de los equipos.

Los servicios complementarios están íntimamente relacionados con el concepto de reserva o capacidad debido a que deben mantener reservas que permitan al sistema,

⁵ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

reaccionar ante los cambios y contingencias, lograr el equilibrio y mantener los niveles de operación óptimos.

La prestación de los servicios complementarios es un aspecto que varía de sistema en sistema, ya que las necesidades y requerimientos de los servicios complementarios, así como su valoración y remuneración, están directamente ligadas con la topología de la red, confiabilidad del sistema, requerimientos de calidad, y grado de avance tecnológico y de desregulación del sector. Es por lo tanto inadecuado copiar modelos para la prestación de servicios complementarios, sin establecer las características y requerimientos propios del sistema.

Los servicios complementarios más comúnmente prestados son los de regulación de frecuencia, soporte de tensión y reestablecimiento, siendo estos fácilmente asociados con reservas y velocidades de reacción en relación con la potencia activa y reactiva, así como de las características técnicas de los equipos en el caso del arranque autónomo, pero dependiendo del sistema estos pueden variar.

2.1. CONTROL DE FRECUENCIA:

La frecuencia del sistema está íntimamente ligada a los balances de potencia activa, debido a que la respuesta natural del generador ante desbalances entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida es compensar con incrementos o decrementos de velocidad (energía cinética), afectando directamente la frecuencia.

Los sistemas eléctricos son dinámicos, se producen cambios constantes en las cargas y en los generadores, requiriendo que en todo momento el equilibrio entre la potencia activa generada y la demandada, por lo tanto, es necesario que los generadores respondan con adecuada velocidad, ante las variaciones de la carga para mantener la frecuencia dentro de unos rangos admisibles.

Generalmente la regulación de frecuencia se compone de regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia dependiendo del tipo de desbalance que se presente, del tiempo necesario para reaccionar ante estos desbalances y de la capacidad existente.

La regulación primaria de frecuencia conocida también como pendiente de frecuencia o estatismo, consiste en la respuesta natural del regulador de velocidad del generador para corregir los pequeños aumentos o disminuciones de velocidad ajustando la generación de activa para tal fin.

La regulación secundaria de frecuencia consiste en el control automático de generación, desde un centro de operación, con fin de realizar un seguimiento a la demanda y mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos y con la participación de los generadores que tienen la capacidad para realizarlo.

La regulación terciaria de frecuencia consiste en el soporte de potencia que brindan los generadores que no están en funcionamiento, pero que en caso de ser requeridos pueden empezar a funcionar de una manera rápida, y en el peor de los casos, del desastre operativo de carga por parte de grandes consumidores o distribuidores.

2.2 CONTROL DE TENSIÓN:

También conocido como control de potencia reactiva, control de voltaje o soporte de tensión. Al igual que lo que sucede con la potencia activa, es necesario un balance en todo momento de la generación y de la demanda de potencia reactiva.

El control de tensión se realiza principalmente en tres fases, un control primario local, un control secundario regional y un control terciario orientado a todo el sistema.

Debido a que este documento se centra en éste servicio complementario, su tratamiento se tratará más adelante de una manera más amplia.

2.3. RESTABLECIMIENTO:

También conocido como arranque autónomo, o arranque en negro (black start), restauración del sistema o reposición del servicio; consiste en contar con unidades con la capacidad de reestablecer el sistema, mediante un autoarranque, es decir, unidades que no necesitan energía externa para comenzar a funcionar ante el colapso total o parcial del sistema hasta que este retorne a un estado de normalidad.

3. POTENCIA REACTIVA.

3.1..INTRODUCCIÓN:

La función principal de los sistemas de potencia consiste en generar y transportar, en forma de electricidad, energía útil para ser aprovechada en la realización de las diferentes actividades humanas, esta energía es la que se denomina energía activa y es la que sirve para producir trabajo.

Además, se necesita otro tipo de energía esencial para el funcionamiento de los diferentes equipos que conforman el sistema de potencia denominada energía reactiva, siendo ésta la energía necesaria para formar campos electromagnéticos en el caso de los motores y transformadores, y campos eléctricos en el caso en las capacitancias.

La potencia reactiva surge por la introducción de elementos que en su funcionamiento crean desfases o retardos entre su función de excitación y su función de respuesta. En el caso de las inductancias se crea un retraso en la corriente frente a una excitación de voltaje al crear el campo electromagnético, para las capacitancias el fenómeno es dual surgiendo un retraso en el voltaje frente a una excitación de corriente al crear el campo eléctrico.

Debido a que en los sistemas de potencia se genera y transporta la energía en forma de onda senoidal, los efectos de estos elementos se traducen en desfases entre la onda de entrada y la onda de salida, es decir, desfases entre las ondas de voltaje y de corriente. La potencia en un instante, está dada por el valor instantáneo del voltaje y la corriente, el desfase generará que no toda la potencia se pueda aprovechar de una manera útil, ya

que habrá momentos en los cuales habrá diferencias en los signos de la corriente y el voltaje.

El factor de potencia indica la relación entre potencia activa y reactiva que necesita el equipo, o que está fluyendo por la red. El factor de potencia es definido por el coseno del ángulo de fase formado por la potencia aparente y la potencia activa, medidas en el cruce por ceros de las ondas de voltaje y corriente. El factor de potencia es adelantado si la onda de corriente adelanta al voltaje y atrasado en caso contrario.

En los Sistemas de Potencia, la potencia reactiva está íntimamente ligada a la tensión debido a las características altamente inductivas de las Líneas de Transmisión, Transformadores y cargas, produciendo que el sistema opere en ángulos en los cuales, un desfase generado por un elemento inductivo o capacitivo afecta el módulo de la tensión.

3.2. FLUJO DE POTENCIA REACTIVA:

La potencia reactiva oscila entre los elementos que almacenan energía en forma de campo magnético y los elementos que los almacenan en forma de campo eléctrico, pero se acepta generalmente la convención de que la potencia reactiva fluye de los elementos generadores de potencia reactiva a los elementos consumidores de ella, siendo los elementos generadores de potencia reactiva aquellos que almacenan en forma de campo eléctrico como los condensadores, y los elementos que consumen energía reactiva aquellos que la almacenan en forma de campo magnético.

Debido a que en los sistemas de potencia tradicionales los generadores suministraban la totalidad de los reactivos y los elementos que los consumían eran las cargas, se asumió que el flujo normal de la potencia reactiva va desde los generadores a través del sistema de transmisión y distribución hasta las cargas, del mismo modo que el flujo de potencia activa.

Los sistemas interconectados actuales buscan maximizar el aprovechamiento de las redes en el transporte de potencia activa, por lo tanto se busca que la potencia reactiva sea producida localmente, minimizando el flujo de potencia reactiva por las redes de Transmisión y Distribución y limitando el suministro de reactivos realizados por los generadores al control de potencia reactiva y al soporte de tensión.

Debido a las características de los sistemas de potencia expuestos anteriormente, el flujo de potencia reactiva a través de las redes tiene las siguientes implicaciones⁶:

- Disminución de capacidad de transporte de potencia activa.
- Aumento de las pérdidas de la red.
- Deterioro del perfil de tensión y por tanto de la calidad de servicio.
- Disminución del límite de seguridad para colapso de tensión.

⁶ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

Sobrecostos en la operación, por desoptimización en el despacho de los recursos de generación.

3.3. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA:

De acuerdo con su principio de funcionamiento y sus características físicas, los diferentes elementos que conforman el Sistema de Potencia tienen un determinado comportamiento con respecto a la energía reactiva; hay elementos generadores, consumidores, elementos que dependiendo de su estado de operación generan o consumen reactivos, elementos que modifican el flujo de reactivos en la red, y elementos de control.

Debido a que la inducción y la capacidad son fenómenos físicos, algunos elementos, por sus características físicas, generan o absorben reactivos aunque no sean construidos para este fin, es el caso de las Líneas de Transmisión y Distribución tanto aéreas como subterráneas.

Capacitancias: Elementos que almacenan energía en forma de campo eléctrico y por lo tanto elementos generadores de potencia reactiva. Su principal función es la de proveer de reactivos al sistema y soportar la tensión en los puntos en los cuales se necesita.

Reactores: Elementos que almacenan energía en forma de campo magnético y por ende elementos consumidores de potencia reactiva. Su principal función es la de absorber reactivos en el sistema en los sitios en los cuales se necesitan reducir las tensiones.

Generadores: Elementos generadores y consumidores de reactivos dependiendo de su punto de operación, el cual está determinado por la corriente de excitación del rotor. El generador es el elemento encargado de transformar en energía eléctrica diferentes tipos de energía que se encuentran en la naturaleza, por lo tanto su función principal es la de generar potencia activa.

Condensador sincrónico: Generador funcionando en un punto de operación en el cual entrega o absorbe reactivos al sistema, sin entregar potencia activa.

Líneas de transmisión y distribución: Elementos que sirven para transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. Dependiendo del voltaje, la distancia y la carga, generarán o consumirán reactivos. Las líneas de distribución generan muchos menos reactivos que las líneas de transmisión.

Transformadores con cambiadores de tomas: Elementos que modifican el flujo de reactivos en la red. La función principal de un transformador es aumentar o disminuir las tensiones, con el fin de transmitir la energía eléctrica a largas distancias a tensiones mayores reduciendo las perdidas por efecto Joule en las redes, para luego reducirlas a tensiones aptas para la distribución y consumo industrial y residencial. Debido a que el principio de funcionamiento del transformador es mediante inducción electromagnética, éste consume reactivos.

Cargas: Elementos que transforman la energía eléctrica en otro tipo de energía dependiendo de los requerimientos de los usuarios. Generalmente las cargas utilizadas por los usuarios requieren energía reactiva para funcionar como en el caso de motores y hornos de inducción.

FACTS (Flexible AC Transmission System): Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, son sistemas encargados de modificar las características de entrega de reactivos de las líneas de transmisión con el fin de aumentar su capacidad de transmisión de potencia activa.

Tabla 1.

Resumen de elementos generadores y consumidores de potencia reactiva.

| | |
|--|---|
| Elementos generadores de potencia reactiva. | Capacitancias. |
| Elementos consumidores de potencia reactiva. | Reactores Transformadores Reactores Motores Hornos de Inducción |
| Elementos generadores y consumidores de potencia reactiva. | Generadores. Líneas de Transmisión. |
| Elementos que modifican el flujo de reactivos en la red. | Transformadores con cambiadores de tomas. FACTS. |

4. CONTROL DE TENSIÓN Y DE POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA DE POTENCIA.

El control de reactivos dentro del sistema de potencia debe conllevar a suplir la demanda de reactivos y soportar la tensión tanto en operación normal como en contingencias, manteniendo la calidad en el servicio y buscando criterios de eficiencia en su operación.

El primer criterio que se puede utilizar consiste en diferenciar la potencia reactiva que es demandada por los diferentes usuarios y la potencia reactiva que es requerida por el sistema para mantener las tensiones dentro de los límites establecidos, siendo posible la atención de la demanda de reactivos de una manera local mediante la instalación por parte de los usuarios y de las empresas de distribución, de compensaciones reactivas, y el control de las tensiones a la entrada de los sistemas de distribución, realizado mediante los generadores y equipos de control y compensación en el STN.

En los sistemas actuales la demanda y suministro de potencia reactiva, es realizada por diferentes agentes, por lo tanto, es necesario crear una reglamentación en la cual se deben asignar responsabilidades, obligaciones y señales económicas a los agentes para lograr una adecuada prestación del servicio.

El Operador del Sistema es el encargado de operar y coordinar el control de tensión y potencia reactiva en la porción de la red eléctrica que opera, utilizando para ello los recursos disponibles de acuerdo con las normativas establecidas, y mediante la coordinación con los diferentes agentes propietarios de dichos recursos.

La operación de estos recursos se debe enfocar a resolver los problemas propios del manejo de los reactivos en el sistema⁷:

- Garantizar que las tensiones en terminales de todos los equipos del sistema estén dentro de límites aceptables, en régimen normal y transitorio, para evitar efectos adversos en su desempeño y evitar posibles daños.
- Mejorar la estabilidad del sistema para maximizar la utilización del sistema de transmisión.
- Reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva al mínimo, para asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente para transferencias de potencia activa.

La operación del sistema para el mantenimiento de los perfiles de tensión y mantener los límites de estabilidad, es compleja debido a la naturaleza cambiante de la carga y por ende de demanda de reactivos, lo que origina momentos en los cuales se requieren muchos reactivos y otros en los cuales no.

Cuando se tiene deficiencia de potencia reactiva, se presentan bajas tensiones, lo cual puede producir efectos negativos en equipos, magnitud de la carga, estabilidad de ángulo y pérdidas. Si se tiene exceso de reactiva se presentan altas tensiones, las cuales pueden ocasionar problemas en el aislamiento de equipos, saturación de transformadores, problemas de confiabilidad y efectos en la magnitud de la carga y en la estabilidad de los generadores⁸.

Para poder realizar un control y manejo de reactivos efectivo dando cumplimiento a los objetivos, es necesario implementar mecanismos que suplir localmente los requerimientos de potencia reactiva mediante compensaciones,

- Suplir la demanda de reactivos localmente.
- Los diferentes Sistemas de Distribución Local y de Transmisión Regional deben ser autosuficientes en la demanda y generación de reactivos, estableciendo obligaciones en las diferentes fronteras comerciales.
- Ejercer el soporte de tensiones y el control a sus variaciones mediante generadores y compensadores estáticos, y evitando suplir las demandas de reactiva de los usuarios y de los sistemas de distribución con los generadores.
- Evitar la transmisión de potencia reactiva a través de largas distancias.

⁷ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

⁸ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

- Ubicar los equipos de control, suministro y absorción de potencia reactiva en los puntos de la red donde sean requeridos para el control de tensiones.

De permitir que los generadores suplan la demanda de reactivos y por ende el transporte a través de las redes de transmisión se incurrirá en los problemas que conlleva el flujo de potencia reactiva a través de las redes expuestos anteriormente.

4.1. NIVELES DE CONTROL DE TENSIÓN

El Operador del Sistema –OS- es el encargado de la planeación, supervisión, control y coordinación de la operación del sistema y por lo tanto es el responsable de mantener los límites de operación para asegurar la calidad y confiabilidad de este. Para poder realizar esta labor es necesario la coordinación con los diferentes agentes que intervienen en el sistema, y que estos realicen las maniobras que les sean requeridas.

Con respecto a la operación del sistema en lo referente a la potencia reactiva, es deber del OS velar porque la tensión en todos los puntos del sistema, se mantenga dentro de los rangos permitidos y que esté cercana a los valores de referencia asignados.

Por lo tanto, se deben implementar mecanismos que permitan controlar la potencia reactiva y las tensiones, de una manera jerárquica, permitiendo controlar desde las leves perturbaciones en la red que duran poco tiempo hasta las emergencias más pronunciadas, en las cuales se requieran mayores niveles de protección.

Aunque en el mundo no hay una uniformidad con respecto a la denominación y forma de realización de estos controles, si se puede identificar claramente que todos buscan responder de una manera eficaz a las diferentes perturbaciones y contingencias que se produzcan en la red.

4.1.1. Control Primario o Local

La función principal del control primario o local consiste en mantener los voltajes en los nodos objetivo cercanos a los valores de referencia, o dentro de un rango de tolerancia permitida frente a pequeñas variaciones de demanda o a perturbaciones leves y transitorias. Funge como amortiguador de las oscilaciones del sistema.

Esta función es ejercida mediante un control continuo con tiempos de operación de unos pocos segundos desde el momento mismo de ocurrida la perturbación.

Las acciones realizadas por el control primario deberán estar coordinadas con el control secundario, en la medida en que éste determina las tensiones de referencia con cuales va a operar el control primario.

Los equipos utilizados para el control primario son los condensadores y reactores fijos, los reguladores de tensión de los generadores (AVR), los reactores y condensadores controlados por interruptores (SCR y SCC), los dispositivos flexibles de control de reactivos en sistemas de corriente alterna (FACTS), entre los cuales se resaltan: compensadores estáticos (SVC), los compensadores serie controlables (TCSC) y, actualmente, los compensadores estáticos avanzados o STATCOM, las líneas de

transmisión en DC (HVDC), y los controladores unificados de flujo de potencia (UPFC). Por lo tanto, el control local va dirigido principalmente a mantener los perfiles de tensión dentro de los nodos de generación y en aquellos en los cuales se hayan instalados equipos de compensación, aunque su visión sea cubrir porciones importantes de todo el sistema.

Para este tipo de control debe ser obligatoria la instalación y verificación en los generadores nuevos y viejos, de un sistema de control de tensión, y debe tomarse como un requerimiento para poder operar.

4.1.2. Control Secundario

El control secundario busca maximizar el aprovechamiento de los recursos de potencia reactiva dentro de un sistema interconectado más extenso y complejo, mediante la coordinación de los diferentes dispositivos de control y suministro de ésta, y la minimización de los riesgos de la perdida de estabilidad y de colapso de la tensión a causa de fuertes perturbaciones en el sistema.

Su objetivo es controlar los perfiles de tensión y los flujos de reactivos ya no localmente sino de un área determinada y en la cual se encuentran varios nodos y diferentes equipos de control primario. Se ejecuta basado en un nodo objetivo, denominado así por el alto grado de afinidad eléctrica que presenta con respecto a los nodos vecinos ubicados en determinada región y representa de forma indirecta el nivel de tensión de todos ellos, ubicando en éste equipos como los mencionados para el Control Primario.

A diferencia del Control Primario, este tipo de control es centralizado y discreto, su funcionamiento se basa en la conexión y desconexión de bancos de condensadores o de reactores, cambios en las tomas de los transformadores, y cambios en la referencia de los equipos de control primario. Estas características hacen que su tiempo de operación sea normalmente más largo debido a que requiere recibir y enviar señales remotas, y realizar conexiones y desconexiones de equipos, con limitación en el número de maniobras y velocidades de respuesta relativamente lentas.

4.1.3. Control Terciario

Si el control secundario de Tensión y potencia reactiva es un control regional, el control terciario abarca todo el sistema interconectado y busca determinar un perfil óptimo de niveles de tensión y de flujo de potencia reactiva coordinando los diferentes controles secundarios buscando mantener la seguridad y la eficiencia del sistema.

Para su análisis se utilizan flujos óptimos de carga, los cuales consumen altos recursos computacionales. Su tiempo de acción es similar a los despachos de potencia.

Con el control terciario ya se puede configurar la totalidad del control de tensión y de potencia reactiva mediante un esquema jerárquico y coordinado entre los tres niveles de control y entre los diferentes dispositivos, creando estrategias dependiendo de los diferentes tipos de contingencias que afecten a la red.

4.2. ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

Anteriormente se mencionaron los elementos de los sistemas de potencia y cuál era su comportamiento frente a la potencia reactiva; ahora bien, se debe entrar a considerar estos mismos elementos en el ámbito del control de tensión y de potencia reactiva. Los elementos diseñados especialmente para este control, presentan diferentes características técnicas y económicas que deben ser evaluadas a la hora de implementar una estrategia de control que sea segura y económica.

4.2.1. Condensadores.

Los bancos de condensadores en paralelo, por su capacidad de suministrar reactivos, son utilizados en los puntos en los cuales por medio de estas inyecciones se pretenda aumentar el nivel de tensión. La compensación capacitiva serie de una línea permite reducir su reactancia y por ende aumentar su capacidad de transporte.

El control de tensión realizado mediante conexión y desconexión de bancos de condensadores en derivación, corresponde a un control discreto. Debido a que la cantidad de reactivos suministrados por el condensador depende de la tensión que controla, se produce un efecto negativo, debido a que cuando hay una caída en la tensión y se necesita una mayor inyección de reactivos a la red, la cantidad de reactivos producidos por el condensador disminuye en proporción al cuadrado de la tensión caída.

4.2.2. Reactores.

Los reactores representan el caso dual de los condensadores debido a que por su capacidad de absorber reactivos son utilizados para disminuir tensiones en los nodos que se requieran, los cuales son generalmente nodos terminales de líneas de transmisión largas.

El control mediante bancos de reactores, presenta las mismas características en resolución, automatismo y tiempos de respuesta que los bancos de condensadores. A diferencia de los condensadores, los reactores tienen una respuesta directa ante los problemas en las tensiones, esto es debido a que su absorción de reactivos del sistema también depende del cuadrado de la tensión y por ende al aumentar esta, la absorción de reactivos se incrementara.

4.2.3. Transformadores con cambiadores de tomas.

El transformador con cambiador de tomas es un dispositivo que permite controlar las tensiones en un sistema de potencia mediante el cambio de la relación de espiras entre los devanados de alta y baja tensión y por tanto en la relación de transformación de voltajes.

Casi todos los transformadores tienen cambiadores de tomas en alguno de los devanados, y en algunos casos, en ambos. El cambio de las tomas del transformador puede ser de manera manual o automática, y puede realizarse bajo carga o cuando este

se encuentre desenergizado, dependiendo de la construcción del mismo. El tipo de cambio y la variación dependerá del tipo de transformador y del uso que se le tenga asignado. Por ejemplo un transformador al cual no se le tenga planeado realizar muchos cambios en sus tomas no requerirá que sea bajo carga, por ejemplo en generadores, pero aquel que sirva para propósitos de realizar un control de tensión si.

Los transformadores con cambio de tomas bajo carga son los utilizados para realizar el control de tensión secundario, los transformadores que para realizar un cambio en las tomas se requieran la desenergización, sólo sirven para propósitos de aumentar el nivel de tensión en un circuito radial.

El aumento o disminución de la tensión de un devanado produce un cambio en los flujos de reactivos en el sistema. Si se aumenta la tensión del devanado secundario, esto ocasionará un aumento de la circulación de potencia reactiva del sistema secundario al devanado primario, dando como resultado una subida de tensión en los bornes del primario. De otro lado un aumento de la tensión del secundario frecuentemente disminuirá el consumo de potencia reactiva de las cargas conectadas al devanado secundario, debido a que si se trata de cargas de corriente constante como motores, al aumentar el voltaje la corriente tiende a disminuir.

4.2.4. Líneas de Transmisión.

Dependiendo de las características físicas, del nivel de tensión de la longitud y del nivel de carga, una Línea de Transmisión puede absorber o generar reactivos. Las líneas absorben reactivos como consecuencia del efecto inductivo propio y con las otras fases, dependiendo de la cantidad de corriente que circula por ellas, y genera reactivos debido al efecto capacitivo producido por el nivel de tensión de las líneas.

La cantidad de reactivos absorbida por una línea, al depender de la corriente, es variable, en cambio la cantidad de reactivos generados, al depender de la tensión, es una cantidad mucho más constante.

En algunos casos, la conexión y desconexión de líneas de transmisión también sirve para controlar las tensiones, conectando líneas descargadas para que generen reactivos y desconectando líneas poco cargadas cuando no.

4.2.5. Generador Síncrono o Sincrónico.

El generador sincrónico es el dispositivo generalmente encargado de suministrar los requerimientos de energía activa a los usuarios finales. En los sistemas de potencia, los generadores suplen la demanda de energía activa, pero debido a que en general, por cada kWh de energía activa que se consume en el sistema de potencia, se requiere que el mismo produzca alrededor de 2 kvar de energía reactiva, los generadores deben colaborar de manera dinámica en la producción de reactivos, máxime si se tiene en cuenta que son los dispositivos más flexibles de la red para variar dicho suministro en el tiempo.

En un generador síncrono la generación de activa depende de la potencia mecánica de entrada y la potencia reactiva depende de la corriente de excitación del rotor.

El generador tiene un controlador automático de voltaje, el cual le permite realizar un control continuo sobre la tensión, de tal forma que cuando la tensión disminuye, la corriente de excitación aumenta generando más reactivos y viceversa, este proceso no afecta, por lo antes mencionado, la potencia activa que está generando, a menos que se superen las características técnicas de la máquina.

Las limitaciones en la producción y absorción de reactivos por parte de un generador sincrónico están dados, en el caso de la sobreexcitación del generador, por los límites térmicos impuestos al estator y al rotor, mientras en el caso de la sub-excitación, tienen más que ver con la estabilidad del generador.

4.2.6. Compensador Síncronico.

Los compensadores sincrónicos son máquinas sincrónicas las cuales funcionan en un punto de su curva P-Q en la cual no generan potencia activa, y por el contrario la consumen con el propósito de vencer la fricción rotacional y mantener el rotor en movimiento. Su función es la de generar potencia reactiva al sistema.

Cualquier generador sincrónico puede funcionar como un compensador sincrónico, ya que tiene la opción de generar o absorber reactivos a través del control de la corriente rotórica. No obstante las limitaciones verdaderas para operar como compensador sincrónico se dan en la turbina, debido a que frecuentemente la misma tiene problemas para operar con bajas potencias activas (el caso típico es el de las turbinas de reacción y los turbogeneradores).

4.2.7. FACTS.

El término FACTS incluye la totalidad de sistemas basados en la electrónica de potencia que se utilizan para la transmisión de energía de AC, permitiendo cambios en el sistema, logrando con su aplicación, una operación más segura y con mayor nivel de control.

Las ventajas que se logran con el uso de los FACTS son⁹:

- Mayor control del flujo de potencia.
- Operación con niveles de carga seguros.
- Mayor capacidad de transferencia.
- Rapidez de respuesta.
- Amortiguación de las oscilaciones del sistema de potencia.
- Operación cercana a los límites térmicos de capacidad.

Los principales dispositivos FACTS son los siguientes¹⁰:

⁹ THE BRATTLE GROUP. International Review of Reactive Power Management. Preparado para CREG, MME, MHCP. Bogotá: s.n. May 2001.

Compensador estático (Static Var Compensator- SVC): En la forma general, un SVC consiste en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor controlado por tiristores, variable en paralelo. Cuando el reactor se desconecta totalmente, el sistema se comporta como un condensador. Si parte del reactor se conecta en paralelo, absorbe parte de la potencia reactiva generada por el condensador, entonces, es posible variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos cuando todo el reactor es conectado. Es posible variar la corriente en el reactor mediante el uso de tiristores controlados. Esto permite variar la corriente por el reactor. Mediante un sistema de control automático se regula el voltaje, inyectando una cantidad variable de potencia reactiva.

Compensador en serie, fijo y controlado por tiristores (Thyristor Controled Series Capacitor - TCSC). Los TCSC comprenden varias etapas de reactancias controladas, en paralelo, con secciones de bancos de condensadores que hacen posible un control uniforme de la reactancia a frecuencia nominal en un intervalo amplio.

Transformador de desplazamiento de fase (Phase Shifting Tap -PST) y PST asistido (APST). Los PST se utilizan para controlar el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. El desplazamiento de fase se consigue tomando una señal de tensión línea-tierra de una de las fases e inyectando una parte de ella en serie con otra fase. Esto se lleva a cabo utilizando dos transformadores: el transformador regulador en derivación y el transformador en serie.

Compensador estático sincrónico (STATCOM). Está basado en una fuente de tensión de estado sólido, que genera un conjunto balanceado de tres tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables.

Compensador en serie estático sincrónico (SSSC). Este tipo de compensador es un convertidor de fuente de voltaje conectado en serie por medio de un transformador. Es capaz de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión de la energía eléctrica. Se comporta como una fuente en serie con la línea.

Controlador unificado de flujo de energía (Unified Power Flow Controled -UPFC). Este controlador consiste en dos convertidores de conmutación operados desde un enlace común y conectados en serie y en derivación a una línea de transmisión a través de transformadores, operando como una compensación controlada combinada serie y derivación, y pudiendo regular al mismo tiempo la potencia activa y la reactiva.

La siguiente tabla ilustra las principales características de estos equipos en relación con su efecto en el sistema.

¹⁰ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

Tabla 2.
Principales características de los equipos.

| Componente | Control | Suministra reactivos | Absorbe reactivos | Velocidad de Respuesta |
|---|----------------|---|--------------------------|-------------------------------|
| Generador | Continuo | Si | Si | Rápida |
| Compensador Síncrónico | Continuo | Si | Si | Rápida |
| SVC | Continuo | Si | Si | Muy rápida |
| Banco de Capacitores | Discreto | Si | No | Variable |
| Banco de Reactores | Discreto | No | Si | Variable |
| Apertura de Líneas | Discreto | - | - | Variable |
| Cierre de Líneas | Discreto | - | - | Variable |
| Transformador con cambiador de tomas bajo carga | Discreto | Modifica el flujo de potencia reactiva. | | Lento |

4.3. CONTROL VQ¹¹

La búsqueda de la máxima utilización y eficiencia de los sistemas de transmisión existentes conlleva a la investigación e incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para garantizar una operación segura y confiable y mantener perfiles adecuados de tensión que minimicen los flujos de potencia reactiva y reduzcan las pérdidas operativas.

El tipo de control denominado como Control VQ o VQC ("Voltage Reactive Power Control") es un control dinámico de tensión y reactivos, que es en esencia un controlador micro-procesado con algoritmos de control y decisión basados en el conocimiento del sistema y la experiencia en su operación, y que cumple las siguientes funciones básicas:

- Mantener las tensiones controladas dentro de los rangos de operación normal mediante el manejo adecuado de los diferentes elementos de la subestación, dando mandos de conexión y/o desconexión a los reactores y condensadores paralelo, y actuando sobre los cambiadores de tomas bajo carga de los autotransformadores.
- Monitorear el estado de los interruptores de maniobra de los elementos controlados, la potencia reactiva generada o consumida por compensaciones estáticas o generadores próximos y las magnitudes de las variables controladas.

¹¹ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

- Generar alarmas cuando se encuentren condiciones anormales o prohibidas de las variables controladas, configuraciones extrañas en las subestaciones, cuando no se tengan elementos disponibles, cuando el controlador falle en la actuación o sea incapaz de manejar los problemas de tensión que se presenten en la subestación.

Los controles en general son modulares y por lo tanto su tamaño depende de cada aplicación en particular (más o menos procesadores, tarjetas de entrada / salida y tarjetas de comunicaciones).

El control secundario de tensión y reactivos es una función conveniente dentro del proceso de optimización y máxima utilización de un sistema de transmisión, la cual considera la necesidad de la adopción del control terciario con el fin de optimizar y maximizar la utilización del sistema existente.

Los sistemas de control secundario basados en sistemas expertos cerrados permiten la adopción de estrategias de control de tensión y reactivos bastante eficientes.

Los controles VQ deben ser ubicados en nodos importantes del sistema, y en lo posible establecer la coordinación entre ellos, con el fin de optimizar los recursos y lograr el mayor beneficio para el sistema.

5. EL SERVICIO DEL CONTROL DE TENSIÓN Y DE POTENCIA REACTIVA.

Para el caso Colombiano se propone expedir una regulación basada en los estudios realizados por la CREG, en las experiencias internacionales y en el conocimiento de las características particulares de SIN y de la regulación y normatividad actual colombiana, a partir de lo cual, se definen las obligaciones y responsabilidades que deben tener cada uno de los agentes en la prestación del servicio de control de tensión y potencia reactiva, así como la remuneración a los agentes por la prestación del servicio, las señales adecuadas para la expansión y mejoramiento de la red y los incentivos económicos en caso de incumplimiento, buscando un mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio y de operación del sistema.

Se tomaron en cuenta diferentes experiencias internacionales sobre la regulación de potencia reactiva y control de tensión, contenidas en los estudios presentados a la Comisión, que permitieron el análisis de las regulaciones de España, Inglaterra, Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda, Bolivia, Ecuador, Chile, Perú, Argentina, Uruguay, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y de los sistemas de Nueva York, PJM, Alberta, California, y Nueva Inglaterra, en los cuales se pudieron apreciar diferentes sistemas eléctricos con diferentes estructuras de regulación y desarrollo tecnológico, que evidencian diferencias en la forma como son prestados estos servicios por los agentes.

Las diferencias existentes, entre uno u otro sistema en la prestación del servicio de control de potencia reactiva y soporte de tensión, y en general de la prestación de cualquier servicio complementario, se deben principalmente a las características propias de cada sistema. Por esta razón es preciso recurrir a los estudios y análisis realizados del SIN Colombiano, considerando las características propias del sistema, la normatividad y regulación vigente y el desarrollo del sistema y de la regulación, de tal forma que, mediante simulaciones de flujos de potencia del sistema, se analicen las posibles

necesidades de reactivos del sistema, dando las señales regulatorias que se estimen convenientes, y analizando las necesidades de cambios cuando se vean convenientes.

5.1. REQUISITOS y OBLIGACIONES.

Dado que en los sistemas desregulados los servicios de control de tensión y suministro de potencia reactiva deben ser prestados por todos los agentes, la implementación de una regulación debe incluir reglas claras acerca de las responsabilidades de los diferentes agentes tanto en la prestación de los servicios como en el uso de la red.

Los requisitos mínimos exigibles a los diferentes agentes, varían de acuerdo con el sistema en el cual se ha implementado la regulación, ya que estos dependen del grado de desarrollo del sistema, de las características técnicas y topológicas del sistema, y de las señales regulatorias que se establezcan, dependiendo del nivel de estabilidad y seguridad que se quiera para el sistema. Estos requisitos se pueden diferenciar en características técnicas, y en exigencias en la operación.

Estos requisitos se entienden como obligaciones que debe cumplir el agente para poder acceder al sistema para su desempeño dentro los límites de seguridad y calidad requeridos para un funcionamiento óptimo del mismo.

Al ser obligatorios se entiende que el agente que supere los límites está causando costos adicionales al sistema y a los otros agentes, que debe asumir económicamente o subsanar técnicamente. En el caso de los requerimientos técnicos, se entiende que estos son indispensables para una operación segura y para la coordinación requerida con el Operador del Sistema, y por lo cual su entrada o su permanencia en operación quedaría condicionada a su cumplimiento. En algunos casos el incumplimiento además implica una sanción por parte de la entidad encargada de la vigilancia.

5.1.1. Requisitos y obligaciones de los generadores:

Debido a su importancia en el soporte de tensión en los nodos en los cuales se conectan y al rápido control que pueden realizar en el suministro y absorción de reactivos a la red, los generadores deben tener unas características técnicas y unos rangos de operación mínimos relacionados con este servicio.

Las características técnicas exigibles a los generadores son aquellas que permiten al generador acceder al sistema, poder prestar los servicios que se le solicitan, así como operar según la normatividad y de una manera coordinada con el Operador del Sistema.

En todo lo sistema se les exige a los generadores cumplir unas características técnicas necesarias para poder acceder a la conexión del mismo y permanecer conectado a él.

Estas características están reglamentadas por las entidades competentes de regulación, y están incluidas en los respectivos códigos de redes, códigos de conexión o en los contratos de conexión que suscriben.

En el caso específico del suministro de potencia reactiva, los generadores deben cumplir características técnicas acordes con su capacidad nominal de suministro de reactiva y con el esquema de control de tensión y potencia reactiva que esté implementado en el sistema, suministrando para tal efecto las curvas de *capacidad* de la máquina, y cumpliendo en algunos casos con unos factores de potencia de suministro y absorción de reactivos. Para el caso del control primario de tensión, en la mayoría de los sistemas es indispensable que los generadores cuenten con un regulador de voltaje (AVR) y que pongan éste a disposición del operador del sistema.

Los controles secundario y terciario de tensión tienen grandes variaciones entre sistema y sistema, siendo generalmente no obligatorio para los generadores. Por lo tanto, es muy complejo realizar una generalización de las exigencias asociadas con estos controles, siendo generalmente motivo de regulación aparte para los generadores que presten estos servicios.

Las exigencias de capacidad en operación son aquellas que permiten al operador del sistema realizar el control de tensión utilizando para ello los recursos de potencia reactiva obligatorios que poseen los generadores, pero sin detrimiento en la operación de estos.

Dependiendo de las características del sistema anteriormente expuestas, en las diferentes regulaciones analizadas, las exigencias a los generadores son más o menos rígidas, pero en la mayoría de los casos, los generadores tienen la obligación de aportar o absorber la cantidad de reactivos, en cualquier momento de su operación, determinada por su potencia nominal y su factor de potencia nominal (rectángulo), o por su curva de *capacidad*. En los países en los que hay ofertas de capacidades de potencia reactiva, las obligaciones son menores y están determinadas en mayor o menor medida dependiendo del grado de competencia que se permita.

5.1.1.1. Requisitos y obligaciones para los generadores en Colombia:

En la mayoría de los casos, los generadores existentes y nuevos, deben enviar al operador del sistema la curva de capacidad P-Q, asociada con cada unidad generadora, soportada por una prueba estandarizada, e incluyendo las zonas seguras de operación. Esta curva permite al CND aprovechar la totalidad de los recursos de reactiva que poseen los generadores en casos de contingencias y operar normalmente dentro de los límites obligatorios exigibles a estos.

Para el caso de generadores, técnicamente lo recomendado es que el cumplimiento del factor de potencia sea instantáneo, por lo que aunque la verificación planteada es horaria, se debe dar la potestad al CND de establecer las condiciones que estime conveniente en caso de que sus estudios revelen que para ciertos generadores, esta verificación se debe hacer con otra frecuencia de medición.

En general, desde el punto de vista técnico, es recomendable que todas las unidades generadoras existentes y todas las nuevas unidades generadoras interconectadas mayores de 5 MW, posean y mantengan regulador automático de voltaje (AVR) y dispongan de telemedida. Esto permite al Administrador del Sistema controlar remotamente la producción de potencia reactiva de los generadores. En estas condiciones, las características técnicas del AVR, y de la excitación de las máquinas

deben ser suministradas al operador del sistema para efectos de su modelación mediante programas de Análisis de Sistemas de Potencia.

En ese sentido, se acostumbra que las Plantas Menores con capacidad mayores a 5 MW, instalen telemedida, al menos para enviar al operador del sistema información sobre energía activa horaria, energía reactiva horaria y voltaje.

Lo usual es que cada unidad generadora y planta menor conectada al SIN requiera tener disponible para ser despachada por el operador del sistema, una Capacidad de Potencia Reactiva obligatoria, en todo momento en que la unidad esté operando, determinada por la cantidad de potencia reactiva capacitiva o inductiva definida por su potencia activa nominal y su factor de potencia nominal en adelanto o en atraso, respectivamente. En el caso Colombiano, en la práctica se ha venido utilizando el método del rectángulo, el cual le permite al OS contar con una mayor disponibilidad de reactivos en el sistema, y no hay razones que justifiquen un cambio en este aspecto.

En principio se considera que un generador nuevo o viejo tiene la obligación de suministrar y absorber potencia reactiva con base en su factor de potencia nominal en adelanto y en atraso, respectivamente, ya que éste es acorde con los parámetros de fabricación del generador, independientemente de la fecha en la que se establezca la regulación. En el caso colombiano, los generadores existentes generalmente poseen factores de potencia capacitivos iguales o inferiores a 0.9¹², por lo tanto, tienen una capacidad suficiente para el suministro de potencia reactiva requerido por el sistema, además no hay razón que justifique la limitación en el aporte obligatorio de estas plantas dado que fueron diseñadas para operar bajo estas características, lo cual significa que los generadores pueden aportar la cantidad mínima de reactivos determinada por su potencia activa y su factor de potencia nominal, generando una mayor disponibilidad de reactivos en el sistema y en general, una mayor disponibilidad en cada una de las regiones, teniendo en cuenta también que en algunos casos la capacidad de suministro y de absorción de potencia reactiva declarada históricamente por los agentes ha sido menor¹³.

En todo caso, la propuesta es que el factor de potencia de los generadores existentes, no se vea modificado en la nueva reglamentación.

A los generadores nuevos se les podrá hacer exigible un mínimo factor de potencia capacitivo obligatorio (entrega de reactivos al sistema) para su entrada en operación, el cual, de acuerdo con los estudios sobre capacidad de potencia reactiva en el SIN, es de 0.9, posibilitando una cantidad de recursos de reactiva acordes con el SIN Colombiano.

¹² ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

¹³ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

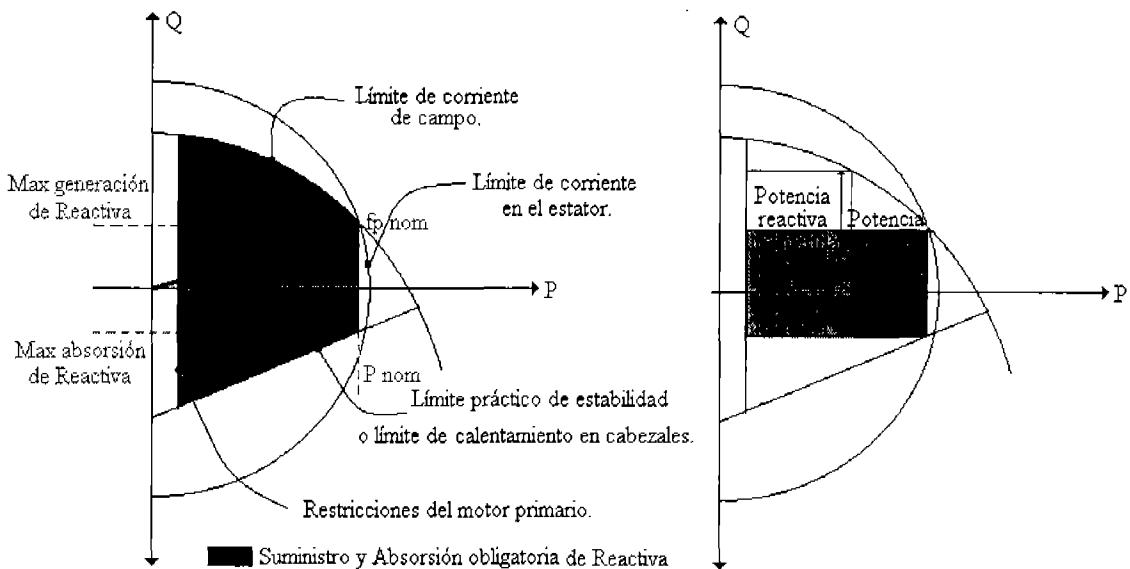
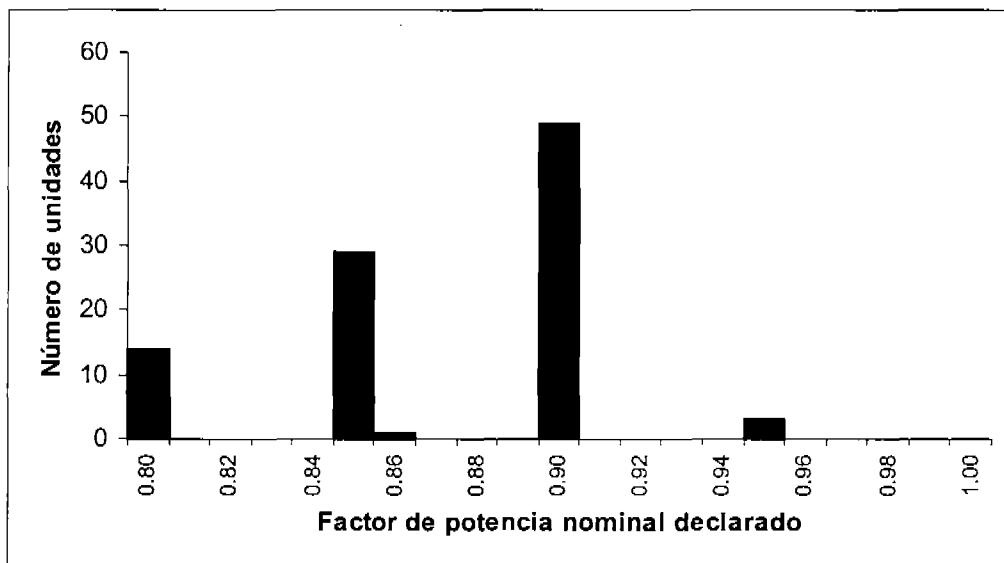


Figura 1. Curva P-Q de un generador.

Mientras que para el caso del factor de potencia inductivo (absorción de reactivos del sistema), éste quedaría determinado por la curva declarada por el agente a factor de potencia nominal de 0,9. Esto es debido a que la capacidad de absorción de reactivos queda determinada principalmente en el caso de los generadores hidráulicos por el límite de estabilidad y en el caso de los generadores térmicos por la capacidad del sistema de enfriamiento del estator, quedando ésta determinada al ajustarse éste sistema al factor de potencia inductivo.



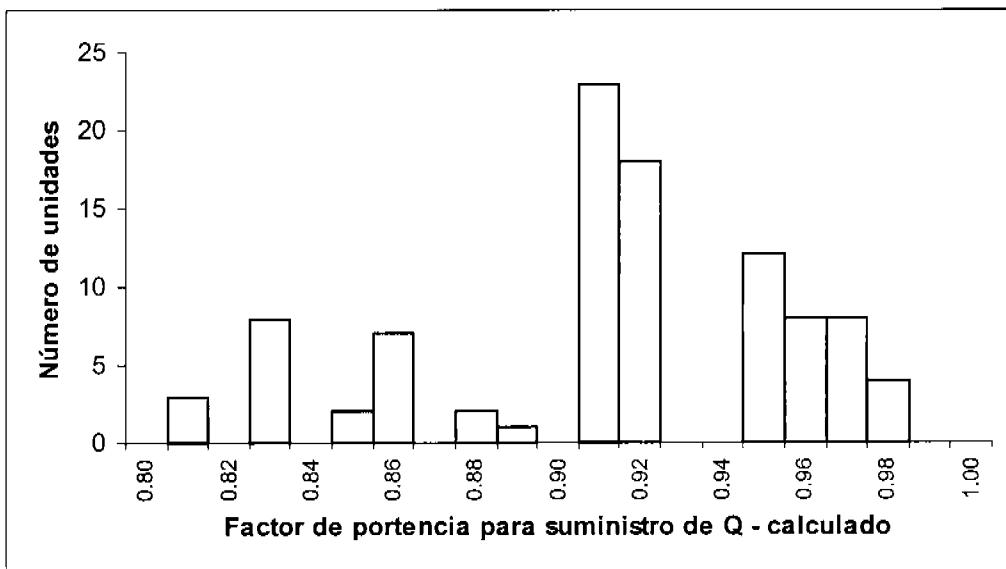
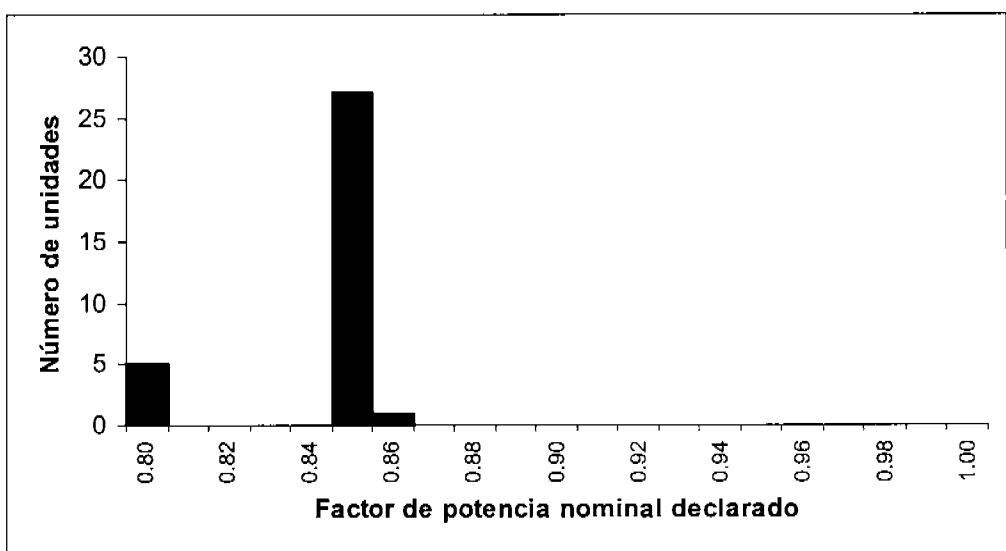


Figura 2. Factores de potencia nominales declarados y calculados para generadores hidráulicos (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).



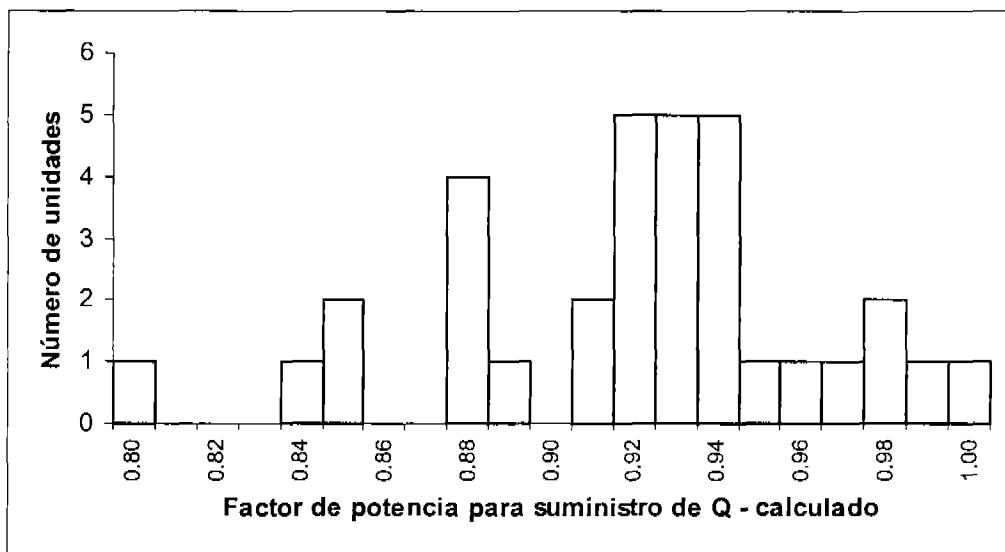


Figura 3. Factores de potencia nominales declarados y calculados para generadores térmicos (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

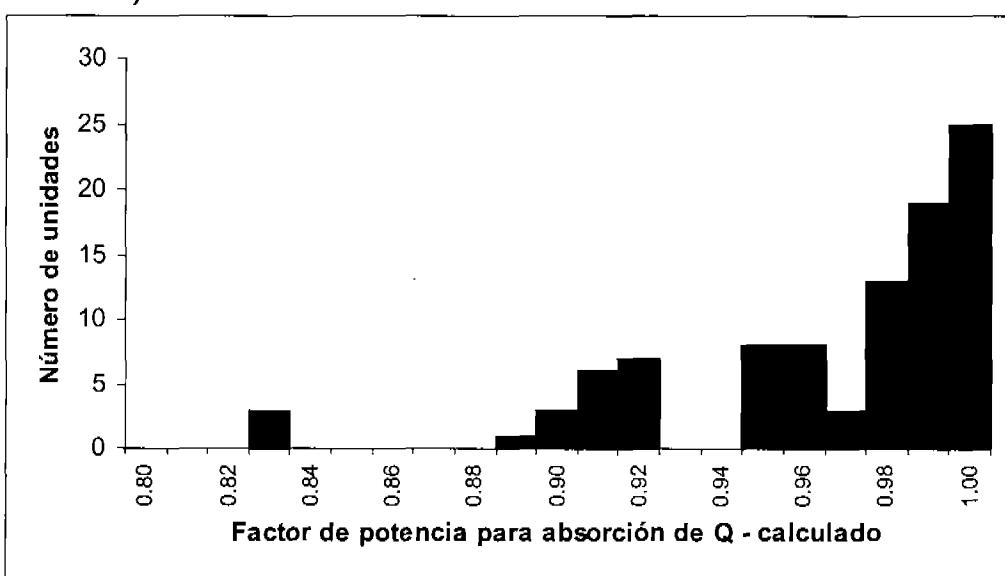


Figura 4. Factores de potencia calculados para absorción - generadores hidráulicos (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

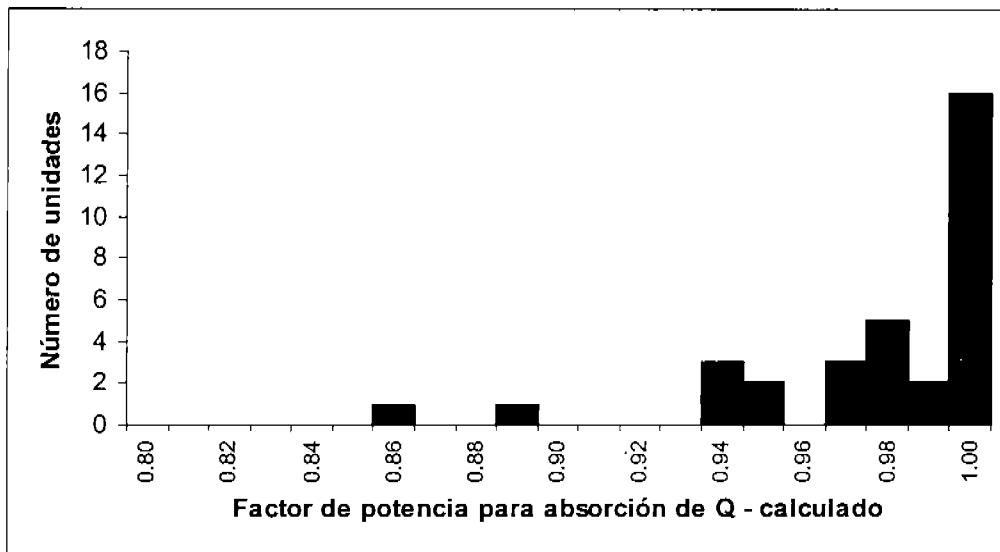


Figura 5. Factores de potencia calculados para absorción - generadores térmicos (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

En este mismo sentido, los Cogeneradores y Autogeneradores que se encuentren conectados al SIN, deben responder a los requerimientos de reactivos en proporción a las características técnicas exigibles a los demás generadores, pero en proporción a la energía activa que estén entregado en todo momento.

Esto es debido a que la característica principal de los Cogeneradores y Autogeneradores no es la de proveer energía al STR o SDL al cual están conectados, sino ser autosuficientes en sus propios requerimientos de energía, siendo posible en algunos casos disponer de sus excedentes, para lo cual el OS les podrá exigir una entrega de reactivos al sistema correspondiente al Factor de Potencia de 0,9 respecto de la potencia activa horaria entregada al sistema.

En caso de que un generador no cumpla con los requisitos anteriormente señalados, podrá cumplir con el factor de potencia obligatorio mediante la instalación de compensación capacitiva, disminución en la potencia nominal activa, uso de otras fuentes de alimentación de servicios auxiliares, o cualquier otro medio que estime conveniente.

Con el fin de establecer los requerimientos mínimos sobre le tema de las obligaciones de los generadores en relación con el suministro y absorción de reactivos, conviene también ubicar el cambiador de tomas del transformador de elevación en la posición que recomiende el CND, con la finalidad de optimizar el uso de la potencia reactiva en la operación del SIN.

Dado que el cumplimiento por parte del generador corresponde a su factor de potencia nominal, es decir a la medida realizada en bornes del generador, se deberá realizar un ajuste en el caso de que la medida se realice en el lado de alta del transformador elevador, o cuando su frontera comercial se encuentre en un nivel de tensión diferente del nivel de tensión del generador, con el objetivo de compensar el efecto de las perdidas en el transformador. De acuerdo con las estimaciones adelantadas, se estima que se debe incrementar el factor de potencia obligatorio capacitivo en 0.03 para considerar las

pérdidas del transformador elevador en el caso en el cual la medida del factor de potencia se realice luego del transformador elevador¹⁴.

Tabla 3.

Diferencia de Factores de Potencia en ambos lados de los transformadores de Generación (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

| Transformador AT/BT | Xcc (%) Base Pot. Nom. Trafo AT/BT | FP | DELTA F.P. |
|---------------------|---------------------------------------|------|----------------|
| Ayurá | 46.6/7.3 | 5.8 | 0.90/0.91 0.01 |
| Riograndre | 115/6.9 | 7.7 | 0.80/0.82 0.02 |
| San Carlos 1-8 | 230/15.8 | 7.8 | 0.90/0.92 0.02 |
| Chivor 1-4 | 230/13.8 | 10.0 | 0.90/0.93 0.03 |
| Betania 1-3 | 230/13.8 | 11.4 | 0.95/0.97 0.02 |
| Tasajero | 245/20 | 11.6 | 0.85/0.89 0.04 |
| Guajira | 220/13.8 | 12.0 | 0.85/0.90 0.05 |
| Paipa 4 | 237/16 | 12.0 | 0.85/0.91 0.06 |
| Flores 1-2 | 110/13.8 | 12.5 | 0.90/0.94 0.04 |
| Urrá 1-4 | 241.5/13.8 | 12.5 | 0.90/0.93 0.03 |
| Guavio 1-5 | 230/13.2 | 12.9 | 0.92/0.95 0.03 |
| Paraiso 1-3 | 230/13.8 | 14.3 | 0.90/0.94 0.04 |
| Guaca 1-3 | 230/13.8 | 14.4 | 0.90/0.94 0.04 |
| Chivor 5-8 | 230/13.8 | 16.9 | 0.90/0.95 0.05 |
| Promedio | | | 0.03 |

5.1.2 Requisitos y obligaciones de los transmisores:

Los requisitos de los transportadores en los diferentes países analizados coinciden en la necesidad de que los equipos utilizados para tal fin cumplan con los requisitos técnicos y de disponibilidad necesarios para el buen funcionamiento del sistema. En cuanto a los requisitos en la operación, estos dependen del esquema de operación que tenga implementado el sistema, es decir, las responsabilidades en la operación y supervisión de los equipos, en la coordinación con el OS, en la asignación del responsable de mantener la calidad y confiabilidad en el sistema y de mantener los voltajes dentro de los rangos especificados.

En el caso de los países que tienen un esquema similar al colombiano, en donde la operación es realizada por las empresas pero en coordinación con el operador del

¹⁴ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

sistema, éstas deberán permitir que éste realice las acciones que considere necesarias para operar el sistema de manera segura y confiable, manteniendo los voltajes dentro de los rangos especificados, poniendo para ello a disposición sus equipos y coordinando su operación con éste.

En Colombia la forma como se realiza la expansión del STN es mediante convocatorias públicas de proyectos que la UPME, entidad encargada de la planeación, pone a consideración de las empresas transportadoras para que estas oferten, adjudicándose a oferta de menor valor presente en el flujo de pagos, de manera que es totalmente compatible sacar a convocatoria los equipos que subsanen las necesidades de reactivos en el STN, buscando la mayor competencia, ya que en estas condiciones no se favorece el poder de mercado en el proceso, debido a que la ubicación de sus activos en la red es predeterminada, permitiendo a todas las empresas de transmisión participar en igualdad de condiciones, y solucionando el problema de manera local, sin generar detrimientos en el sistema, o transporte innecesario de reactivos desde otras locaciones o ventajas especiales para los establecidos.

De esta forma y en consonancia con la práctica internacional, las empresas de transmisión que presten el servicio de control y soporte de reactivos deberán garantizar que los equipos utilizados para este fin, cumplan con las especificaciones técnicas exigidas por el ente competente.

Con el fin de optimizar el flujo de reactivos por sus redes, los transmisores deben poseer cambiadores de tomas bajo carga en los transformadores de uso y conexión de su propiedad, y deben permitir la operación controlada de los mismos por parte del operador del sistema.

Los transmisores deben además supervisar las variables de los equipos y controles utilizados para la prestación del servicio de reactiva, coordinar su operación con el operador del sistema y ejecutar las maniobras requeridas de acuerdo con la reglamentación vigente y las instrucciones impartidas por el operador del sistema, mediante el envío de las señales y controles que éste requiera. El transmisor debe adicionalmente, instalar los equipos requeridos para la realización de estas funciones.

Debido a su importancia en la operación del sistema, estos equipos deben cumplir con unos requisitos obligatorios de disponibilidad y de tiempos de maniobra.

5.1.3 Requisitos y obligaciones de los distribuidores y grandes consumidores:

Debido a que la potencia reactiva puede ser generada localmente, es ineficiente el transporte de potencia reactiva a través de las redes, por lo tanto se hace necesario la exigencia a las empresas de distribución y a los grandes consumidores de mantener en sus puntos de conexión unos factores de potencia que impidan el consumo excesivo de reactivos y la inyección de reactivos al sistema.

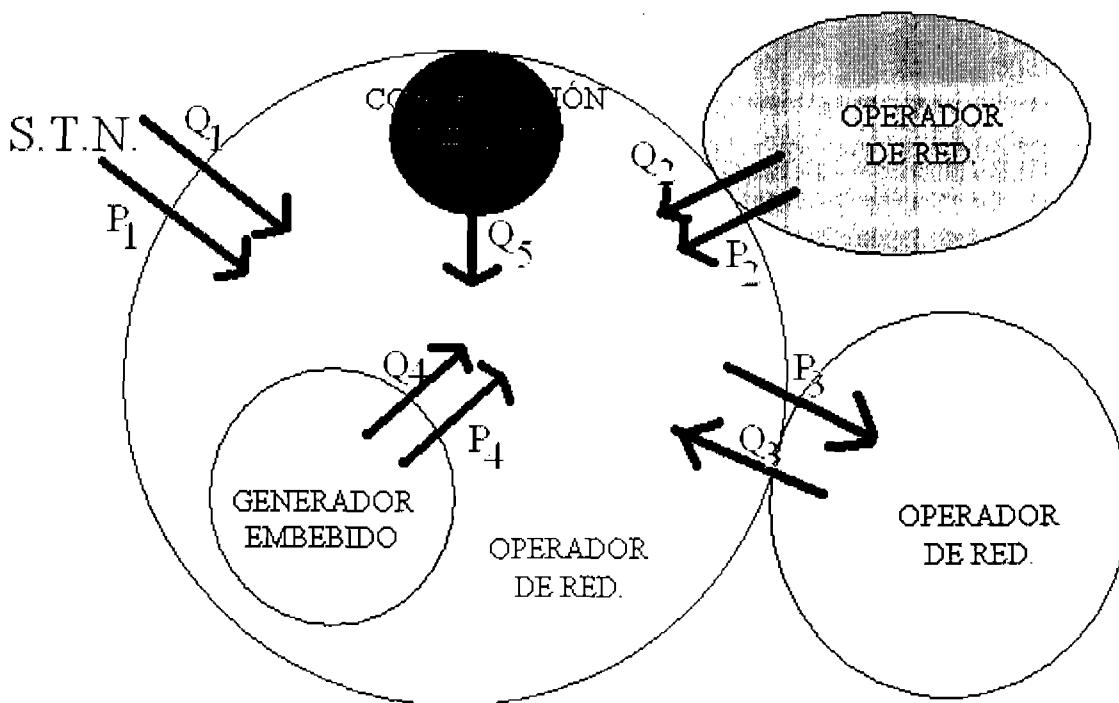
La exigencia a las empresas de distribución y grandes consumidores locales, de un factor de potencia determinado, es una constante en todos los sistemas analizados, dado que el principal objetivo de las regulaciones de potencia reactiva y de control de tensión se enfocan a evitar un consumo desmedido de reactiva, por parte de éstos, dando la señal

para la instalación de compensación local. Además los equipos utilizados para prestar el servicio deberán cumplir con los requerimientos técnicos estipulados en las normas técnicas.

Para las empresas de distribución, el cumplimiento se verifica si mantienen 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, y si mantienen un factor de potencia mínimo horario de 0.9 inductivo, para todos los períodos horarios de su demanda, en forma global¹⁵.

El factor de potencia se satisface en forma global para el balance de energía activa y reactiva de los puntos frontera de un mismo sistema eléctrico del distribuidor, entendiéndose como puntos frontera los puntos de conexión al sistema de transmisión y los puntos de conexión con otros distribuidores en cualquier nivel de tensión y como un mismo sistema eléctrico del distribuidor aquel en el cual sus redes están interconectadas, y quedando totalmente aislado en el momento de abrir las fronteras enunciadas anteriormente. El balance se calculará con base en las sumas aritméticas (considerando la dirección) de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera, es decir, si en total la demanda total de reactivos es excesiva con respecto a su demanda total de potencia activa, por parte de la empresa de distribución, en uno de sus subsistemas, por lo tanto, la energía activa de los generadores embebidos en el sistema del distribuidor tiene que ser tenida en cuenta para el balance, como una mayor demanda del sistema, y la energía reactiva suministrada por las compensaciones del STN ubicadas en tensiones inferiores no puede ser tenida en cuenta para el balance.

¹⁵ Un Factor de Potencia de 0.9 equivale a una potencia reactiva consumida equivalente al 48.43% de la activa.



$$P_{\text{consumida}} = P_1 + P_2 - P_3 + P_4$$

$$Q_{\text{consumida}} = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

Figura 6. Cumplimiento en forma global del factor de potencia, para el subsistema de un OR.

Esta forma de determinar el cumplimiento por parte del distribuidor, es la más adecuada, ya que verifica que en conjunto el distribuidor cumpla en su sistema con el consumo de energía reactiva permitido, dando las señales para que instale los equipos necesarios y para que vigile el cumplimiento por parte de los agentes conectados a su red. Además, evita que exista flujos circulantes por las redes¹⁶.

Para el cumplimiento se deberá establecer la medición de potencia reactiva, de tal forma que se impidan las compensaciones de los excesos de consumo de reactivos con inyecciones de reactivos por fuera del periodo de medida, además esta medición deberá ser acorde con los periodos de facturación de energía que se realicen, por lo tanto la mediciones de energía activa y reactiva se realizarán cada hora. Además deberán enviar las señales requeridas por el control y liquidación correspondientes.

La exigencia de mantener un factor de potencia de 0.9 inductivo es acorde con el punto óptimo donde los costos de una mayor compensación no se traducen en una disminución en las perdidas del sistema¹⁷, además es el valor en el cual se ve más beneficiado el sistema en operación normal y se producen menos restricciones en los nodos por voltajes

¹⁶ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

¹⁷ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

por encima o por debajo de los rangos admisibles¹⁸. La prohibición de inyectar reactivos al sistema surge de la necesidad de evitar flujos circulantes de potencia reactiva dentro de las redes.

Tabla 4. Comparación beneficios reducción pérdidas vs costo de compensación requerida¹⁹
(Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

| F.P | Reducción pérdidas (MW) | Ahorro anual por reducción requerida pérdidas (M\$) | Compensación (MVar) | Costo compensación (M\$) | Anual Diferencia (M\$) |
|------|-------------------------|---|---------------------|--------------------------|------------------------|
| 0.91 | 0.86 | 37.15 | 25 | 192.00 | -154.88 |
| 0.92 | 1.18 | 50.98 | 60 | 380.23 | -329.25 |
| 0.93 | 1.26 | 54.43 | 105 | 622.19 | -567.76 |
| 0.94 | 1.08 | 46.66 | 148 | 853.40 | -806.75 |

5.1.4. Requisitos y obligaciones de los operadores del sistema:

En el esquema de operación del sistema vigente en Colombia, el Centro Nacional de Despacho, es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente.

En el esquema Colombiano, los Operadores de Red son responsables de operar y supervisar su red y los equipos que hayan sido encargados por otros agentes de acuerdo con los lineamientos dados por el Código de Redes y la regulación vigente. Para la operación, los Operadores de Red deberán realizar una serie de maniobras de manera coordinada con el CND para el óptimo funcionamiento del STN y del sistema bajo su operación.

Por lo tanto se le deben asignar al CND, funciones adicionales referentes al control de tensión y soporte de reactivo, con el fin de optimizar el flujo de potencia reactiva por las redes del STN, verificar el cumplimiento de los obligaciones de los agentes conectados a su red y en general realizar las mismas funciones asignadas, pero con el énfasis en el planeamiento, operación, control y estudio de los recursos de potencia reactiva.

El CND deberá ser el ente encargado de efectuar el planeamiento operativo eléctrico de los recursos de potencia reactiva del sistema que está operando, dirigir la operación en tiempo real de la generación de potencia reactiva, coordinando con otros agentes como

¹⁸ THE BRATTLE GROUP. International Review of Reactive Power Management. Preparado para CREG, MME, MHCP. Bogotá: s.n. May 2001.

¹⁹ Supuestos: Precio de bolsa promedio = 60 \$/kWh; Costo/kvar = 10 USD/kvar, que equivale aproximadamente al promedio de los costos unitarios de las unidades constructivas de Bancos de Condensadores definidos en la Resolución CREG 082 de 2002; Costo de una bahía de compensación en 110 kV = 300 millones de pesos, el cual corresponde aproximadamente al valor promedio de los costos unitarios para las bahías de 110 kV establecidos en la Resolución CREG 082 de 2002.

generadores y Operadores de Red, las acciones a ejecutar, para mantener las tensiones dentro de los niveles requeridos, especificando el voltaje deseado o la cantidad de reactivos requerida y verificando permanentemente que no se produzcan recirculaciones inadmisibles de potencia reactiva en el sistema y tomar la medidas operativas necesarias. Además el Operador del sistema deberá hacer el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de los agentes, recibir y analizar los resultados de las pruebas relacionadas con la capacidad real de potencia reactiva para contribuir con el soporte obligatorio de tensión y potencia reactiva, y en caso de identificar algún incumplimiento, informar a la entidades competentes de la vigilancia y el control, para que tome las medidas correspondientes, al igual que generar realimentaciones a la Comisión para que se efectúen ajustes en la regulación, cuando se requieran.

5.2. Costos.

Como cualquier otro servicio complementario, el soporte de potencia reactiva tiene unos costos que deben ser reconocidos al agente prestador del servicio. Estos costos, en los esquemas tradicionales como el colombiano, se consideran implícitos a la producción y al transporte de energía activa.

Actualmente con la participación de diversos agentes en las diferentes actividades, es necesario identificar los costos de los servicios prestados por estos para ser reconocidos de manera eficiente, dando incentivos para la expansión y el mejoramiento de las redes.

Estos costos pueden ser directos o indirectos, los costos directos se refieren a los costos en los que incurre un agente por el hecho de generar o consumir potencia reactiva y los costos indirectos son aquellos relacionados con los costos de oportunidad en que incurren los agentes por el hecho de prestarlos²⁰.

Los costos directos a su vez se pueden dividir en los costos fijos correspondientes a la instalación, administración y mantenimiento y los variables a las pérdidas producto del suministro de potencia reactiva y al desgaste en los equipos producto del ciclo de trabajo de los mismos.

5.2.1.Costos de los generadores.

Teniendo en cuenta que la función principal de los generadores es la de generar potencia activa y la forma como se planean y construyen es en función de ésta, es difícil discriminar los costos directos de la generación de activa del suministro o absorción de potencia reactiva, dado que la generación de activa requiere unos parámetros de calidad y confiabilidad que hacen que sea necesario que el generador aporte o consuma una determinada cantidad de reactivos.

Los costos fijos en los que incurren los generadores para el servicio de energía reactiva corresponden a los costos derivados de la capacidad de operar con determinados factores de potencia generando o absorbiendo una determinada cantidad de potencia

²⁰ ARBOLEDA, María Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

reactiva, sin modificar su potencia activa nominal, es decir, modificar su factor de potencia nominal. Estos costos hacen parte de los costos del proyecto y normalmente, con fines de tener una buena flexibilidad en la operación, es normal que sean FP del orden de 0,9 capacitivo. En algunas plantas en las que el control de voltaje resulta no ser importante por tratarse de generadores relativamente pequeños, conectados a un sistema muy fuerte, este factor se puede llevar hasta 0,95.

Los costos variables asociados con la producción y absorción de potencia reactiva, corresponden a los costos de administración, operación y mantenimiento, los cuales al ser diferidos en los costos de la energía activa, se vuelven despreciables.

Por lo tanto, para el caso de los generadores, si la generación de potencia activa incluye obligatoriamente una cantidad determinada de potencia reactiva, entendida como un requerimiento para el soporte de tensión del sistema, los costos explícitos de esa potencia reactiva están incluidos dentro de los costos explícitos de las plantas y por lo tanto su remuneración está incluida en el precio de bolsa, ya que este es normalmente mayor que el precio de oferta individual, y considera implícitos todos los costos de producción de la energía activa y la diferencia entre precio de bolsa y precio de oferta debe cubrir costos fijos.

A partir de estas consideraciones, se puede apreciar cómo es indiferente la cantidad de potencia reactiva obligatoria que tenga que aportar un generador, mientras se encuentre dentro del límite determinado por su factor de potencia nominal, es decir, sin afectar su generación de energía activa.

En la mayoría de los países analizados no existen pagos por el servicio de potencia reactiva dentro de los límites obligatorios, sólo en Inglaterra, PJM, California, Nueva York y Perú se efectúan pagos, los cuales no obedecen a una metodología general, sino que son particularidades del sistema.

Los costos implícitos en los generadores, se producen cuando el generador debe reducir su capacidad de producción de energía activa para generar más energía reactiva por fuera de los límites obligatorios, con el fin de servir de soporte de tensión al sistema o ante una contingencia. Ésta reducción se hace acorde a la curva P-Q del generador la cual está determinada por sus límites físicos y técnicos.

En algunos de los países donde es obligatorio a prestar el servicio de potencia reactiva dentro de unos límites establecidos, los cuales no restringen la generación de energía activa del generador, al generador le es remunerado el costo de oportunidad cuando tiene que prestar el servicio por fuera de sus límites obligatorios, cuando para hacerlo debe reducir su generación de energía activa. De esto se puede deducir fácilmente que el costo de este servicio, dentro de los límites obligatorios, está incluido en los costos de generación de activa.

Por lo tanto se le deberá reconocer al generador, en el caso en que éste quede limitado en su generación de activa por un requerimiento de potencia reactiva, el costo en la prestación de este servicio, correspondiente a la renta que deja de percibir al no salir despachado. Esta renta, en el caso colombiano, corresponde a

la semi-diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta del generador de la cantidad de energía dejada de generar.

En el caso de los generadores funcionando como condensadores sincrónicos, estos necesitan una cantidad de energía para la producción de potencia reactiva para alimentar los servicios auxiliares y las perdidas originadas en el generador funcionando como motor y en el transformador elevador, es decir, para poder generar o absorber potencia reactiva el generador incurre en unos costos.

Debido a que un generador operando como un compensador sincrónico no genera activa y por ende no participa en el mercado, la recuperación de sus costos debe ser por un medio diferente.

Además, este servicio no es objeto de competencia, no solo porque existen muy pocos Compensadores Síncronos, sino porque su necesidad es perfectamente localizada, dejándolos en condiciones monopólicas.

5.2.1.1. Remuneración para los generadores en Colombia:

La remuneración de los costos fijos y de los costos variables de la generación de potencia reactiva dentro de los límites obligatorios deberá ser por medio del mercado, ya que se considerarán implícitos dentro de los costos de la energía activa producida. Por lo tanto, no se proponen pagos adicionales por este concepto.

En el caso colombiano, debido a la existencia de una reconciliación negativa para los generadores a los cuales se les reduce su generación en el despacho real, equivalente a la mitad del costo de oportunidad de la energía no generada, se propone reconocer esta misma cantidad a los generadores que se vean limitados en su generación de activa, para prestar el servicio de suministro de potencia reactiva.

Para el caso de los generadores despachados por restricciones de tensión, el costo de la energía reactiva está incluido en el costo de la energía producida, según el esquema de reconciliación positiva aprobado por la CREG. Dado que en este esquema se reconocen los costos variables de generación de potencia activa, y los costos de generar reactiva por fuera de los límites obligatorios es ínfimo, se propone que un generador despachado por restricciones de tensión o para el suministro de potencia reactiva pueda generar reactiva por fuera de los límites obligatorios y dentro de las restricciones impuestas por la curva P-Q, sin obtener una remuneración adicional.

Por lo tanto se propone que la remuneración de los condensadores sincrónicos se realice de una forma que reconozca los costos de la generación de potencia reactiva, sin tener que recurrir a la declaración de costos, lo cual no es muy recomendable ya que son de muy difícil discriminación, y a la vez se espera dar una señal que incentive a los agentes a realizar este tipo de acciones, por lo tanto, se considera conveniente reconocer un esquema similar a la reconciliación negativa vigente, en la cual se le reconocerá la mitad de la máxima renta infra-marginal obtenida por un generador en el mercado por la energía reactiva generada. Dado que en algunos casos los generadores sincrónicos, deben

generar una determinada cantidad de energía activa, esta será reconocida a precio de bolsa.

5.2.2. Recursos de transmisión y distribución.

A diferencia de los generadores, los costos en que incurren los agentes transmisores y distribuidores para soporte de tensión y control de reactivos están asociados con los equipos utilizados para este fin.

Por lo tanto los costos explícitos de estos equipos son fáciles de determinar, correspondiendo, los costos fijos, a los costos de capital del equipo, y los costos variables a la administración, operación y mantenimiento del equipo.

5.2.2.1. Remuneración para los distribuidores y transportadores en Colombia:

Debido a que en la remuneración de estas actividades se realiza mediante el costo eficiente de reposición a nuevo de los activos, es perfectamente compatible realizar la remuneración de los equipos que son propiedad de los agentes y que sirven para prestar el servicio, dentro del esquema de remuneración propio de las actividades.

En el caso de la actividad de transmisión, el ente encargado del planeamiento a futuro, determinará las necesidades del sistema en cuanto a recursos de potencia reactiva; estos saldrán a convocatoria pública para ser adjudicada al mejor postor, en los otros casos se remunerará, de acuerdo con el ingreso regulado establecido.

En el caso de la actividad de distribución la responsabilidad de mantener los límites exigibles corresponde a la empresa, por esto corresponde a ésta determinar la necesidad de la instalación de estos equipos. La remuneración se hará mediante el correspondiente esquema de remuneración de la actividad como se dijo anteriormente.

5.3. INCUMPLIMIENTOS.

El incumplimiento por parte de los agentes de los requisitos obligatorios relacionados con la prestación del servicio de soporte de tensión y potencia reactiva, generará sanciones por parte de los entes competentes y producirá las remuneraciones de transporte, de acuerdo con el detrimento realizado al sistema. En el caso de los usuarios, la remuneración del transporte se hará al OR, en el caso de los OR y de los usuarios conectados directamente al STN dicha remuneración irá a reducir los costos de la transmisión. Esta señal, además servirá para realimentar adecuadamente a los agentes, en el caso cuando éstos tiendan a seguir con prácticas que le generen desoptimización al sistema.

Como es de esperarse en toda regulación, la implementación de unas reglas claras en cuanto a la prestación del servicio, acarrea consecuencias a los agentes que incumplan estas reglas, estas consecuencias pueden ser remuneraciones por exceso de transporte, acordes con el perjuicio causado al sistema y a los demás agentes, y sanciones de las

entidades competentes. Incluso, en algunos casos el incumplimiento de los requerimientos por parte de un agente, puede acarrear su desconexión del sistema.

5.3.1. Incumplimientos por parte de los generadores.

No hay una clara uniformidad en los países analizados, para establecer las sanciones a los generadores por concepto de incumplimientos, generalmente se les imponen sanciones económicas las cuales son en algunos casos determinadas por el ente encargado de la vigilancia y el control de los agentes, y en otros hay una estructura formal de cargos, los cuales, aunque son valorados de diferentes maneras, buscan que el generador compense el detrimiento causado, además de dar una mala señal al generador para que no persista en este tipo de prácticas. Es importante anotar que dada la gravedad de un incumplimiento por parte de un generador, la persistencia en no cumplir con las obligaciones puede conllevar a ser retirado del mercado.

5.3.1.1. Incumplimiento para los generadores en Colombia:

Debido a que los incumplimientos por parte de los generadores en relación con el suministro y absorción de potencia reactiva dentro de la franja obligatoria de reactivos correspondiente, cuando sea solicitada por parte del Operador del Sistema, compromete seriamente la operación del sistema, el generador deberá ser sometido a las sanciones legalmente permitidas al ente de vigilancia correspondiente. En caso de que esta condición no sea suficiente señal para arreglar los problemas, el regulador podrá revisar la regulación para establecer las medidas correctivas que sean necesarias en el esquema.

5.3.2. Incumplimientos por parte de los transportadores.

Dado que la prestación del servicio de control de tensión y suministro de potencia reactiva por parte de las empresas de transmisión se realiza a través de equipos reconocidos según una metodología de ingreso regulado, estos deberán cumplir con las características técnicas requeridas, estar disponibles para que el operador del sistema disponga de ellos cuando sea necesario, y realizar su operación en coordinación con el operador del sistema.

El incumplimiento por parte de los transportadores con respecto a la disponibilidad y tiempos de maniobra de los equipos utilizados para prestar el servicio, deberá dar lugar a una compensación coherente con las aplicadas a los transportadores en casos de frecuencia y duración de interrupciones.

5.3.2.1 Incumplimiento para los transportadores en Colombia:

Los incumplimientos con respecto a la disponibilidad de los equipos de transmisión y los tiempos de maniobra de éstos, ya fueron regulados por la Comisión, teniendo en cuenta que dentro de estos se incluyen los equipos utilizados para la prestación del servicio de potencia reactiva y control de tensión.

De esta forma, el incumplimiento en cuanto a la disponibilidad de los equipos de compensación reactiva de propiedad de los transportadores, dará lugar al pago de compensaciones según lo establecido en la Resolución CREG 061 de 2000 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

El incumplimiento en los tiempos de maniobra seguirá el tratamiento definido en la Resolución CREG 080 de 1999, en relación con la afectación de los indicadores de calidad.

5.3.3 Incumplimientos de los distribuidores y grandes consumidores.

Los distribuidores y los grandes consumidores son responsables de mantener el factor de potencia de sus sistemas dentro de los límites establecidos, evitando así un consumo excesivo de reactivos o inyección de estos en períodos de baja demanda, para lo cual deberán instalar los equipos que sean necesarios.

En los países analizados se incluyen pagos por parte de los distribuidores que incumplan los límites obligatorios, con el fin de dar una señal a los agentes para que no continúen con estas prácticas y para reparar el detrimiento ocasionado al sistema.

El incumplimiento por parte de los distribuidores y grandes consumidores con respecto al factor de potencia obligatorio deberá dar origen a una remuneración por parte de éstos, la cual será de acuerdo con el grado de desviación en el incumplimiento. Éste pago deberá remunerar a los agentes perjudicados con esta conducta, que para el caso, al estar conectados a las redes de transmisión, deberá reducir la tarifa que los usuarios pagan este concepto.

5.3.3.1. Incumplimiento para los distribuidores y grandes consumidores en Colombia:

En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario conectado directamente al STN, o por un Distribuidor en forma global, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de Transmisión (Cargo T del Costo Unitario).

El total de la remuneración por este transporte adicional, será abonado como un menor valor de la tarifa de transporte mensualmente.

5.4. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTAR SUBASTAS DE POTENCIA REACTIVA Y CONTRATOS DE SUSTITUCIÓN DE CAPACIDAD DE SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA.

El sistema de transmisión de Colombia, no está sobredimensionado, no es lo suficientemente enmallado, tiene restricciones de transmisión de energía entre las diferentes regiones creándose divisiones por áreas de acuerdo con su capacidad máxima de transferencia de potencia, lo que hace que sea necesaria una regulación que permita

optimizar los flujos de activa a través de las redes, y minimizar las restricciones en la red con miras crear un mejor ambiente de competencia y de libre acceso a las mismas. El SIN ha sido dividido en diferentes regiones determinadas por las restricciones en transmisión²¹, por lo tanto, los requerimientos de reactivos en un determinado punto o nodo del sistema solo pueden ser atendidos, en la mayoría de los casos, por uno o dos agentes en cada área, siendo en algunos casos empresas integradas verticalmente, lo que crearía situaciones de poder de mercado, haciendo inútil la consideración de una subasta para estos requerimientos, y limitando el número de posibles sustituciones de capacidad de suministro de potencia reactiva.

Tabla 5. Agentes por áreas del SIN²²
(International Review of Reactive Power Management).

| ÁREAS ELÉCTRICAS | | | |
|------------------|-----------------|---|----------------------------------|
| No | ÁREA | EMPRESAS | |
| | | GENERACIÓN | DISTRIBUCIÓN |
| 1 | BOGOTÁ | EMGESÁ | CODENSA, EEC |
| 2 | META | | EMSA |
| 3 | ANTIOQUIA-CHOCÓ | EPM, ISAGEN | EADE, ELECTROCHOCÓ |
| 4 | VALLE DEL CAUCA | EPSA, EMCALI, CIDRAL, TERMOVALLE | EPSA, EMCALI, EMCARTAGO |
| 5 | ATLÁNTICO | FLORES, TEBSA | ELECTRICARIBE |
| 6 | BOLÍVAR | TERMOCARTAGENA, TERMOCANDELARIA, PROELECTRICA | ELECTROCOSTA |
| 7 | CÓRDOBA-SUCRE | | ELECTROCOSTA |
| 8 | CERROMATOS O | URRA | ELECTROCOSTA, EPM |
| 9 | GUAJ-CESAR-MAGD | CORELCA | ELECTRICARIBE |
| 10 | NORDESTE | TERMOTASAJERO, ESSA, EBSA, MERIELECTRICA | ESSA, EBSA, CENS, ENELAR, DITASA |
| 11 | TOLIMA | ELECTROLIMA | ELECTROLIMA |

²¹ ARBOLEDA, Marfa Nohemi y FRANCO Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia (Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas) 2003.

²² Supuestos: Precio de bolsa promedio = 60 \$/kWh; Costo/kVar = 10 USD/kvar, que equivale aproximadamente al promedio de los costos unitarios de las unidades constructivas de Bancos de Condensadores definidos en la Resolución CREG 082 de 2002; Costo de una bahía de compensación en 110 kV = 300 millones de pesos, el cual corresponde aproximadamente al valor promedio de los costos unitarios para las bahías de 110 kV establecidos en la Resolución CREG 082 de 2002.

| | | | |
|----|-----------------|-------------------|------------------------------|
| 12 | CAUCA-NARIÑO | CEDELCA, CEDENAR | CEDELCA, CEDENAR |
| 13 | CQR | CHEC | CHEC, EEP, EDEQ |
| 14 | CHIVOR-GUAVIO | CHIVOR, EMGESA | |
| 15 | SAN CARLOS | ISAGEN, EPM | |
| 16 | HUILA-CAQUETÁ | CHB, ELECTROHUILA | ELECTROHUILA, ELECTROCAQUETA |
| 17 | MAGDALENA MEDIO | ISAGEN, EPM | |

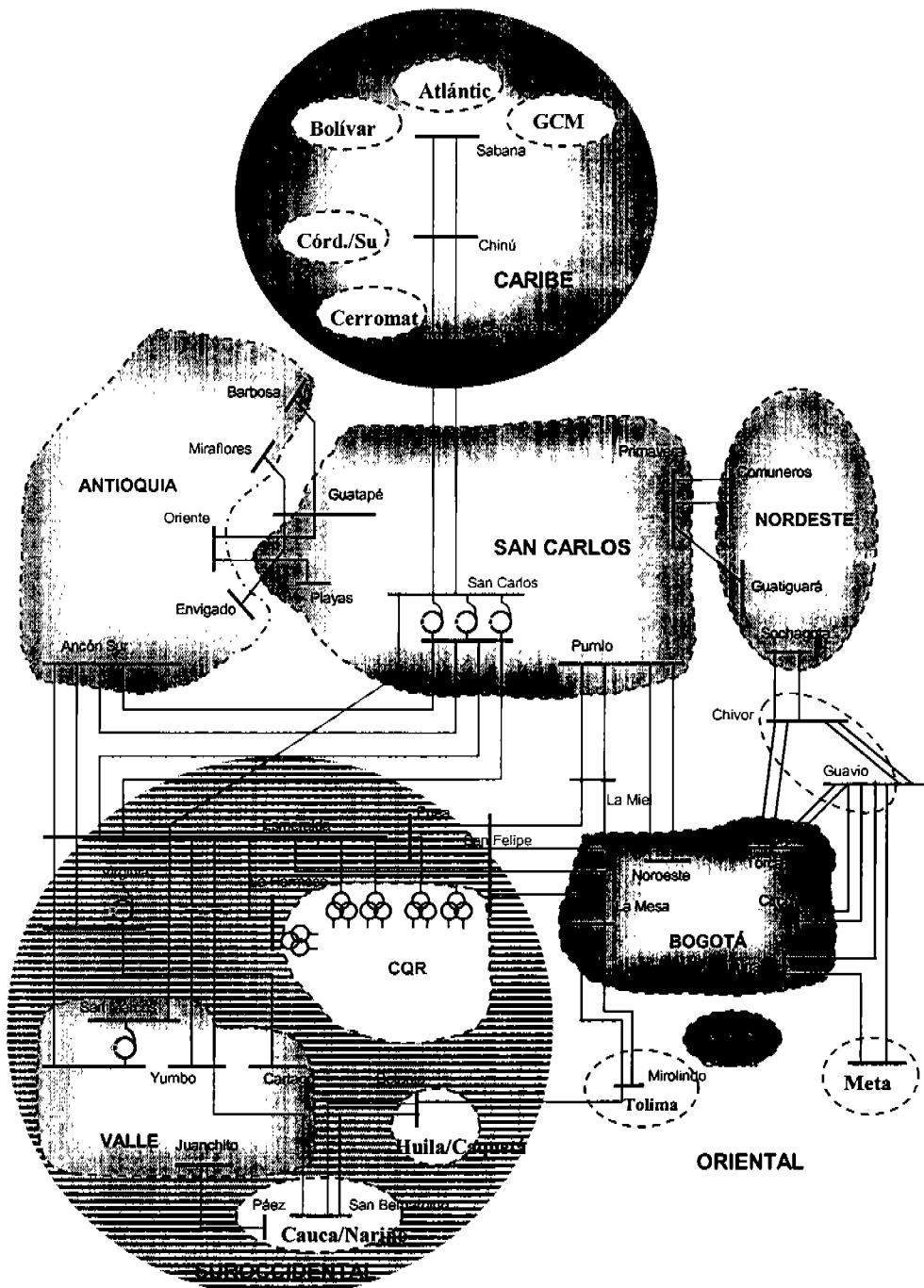


Figura 5. Regiones del SIN (Gestión de la Potencia Reactiva y su reglamentación en Colombia).

Los países que actualmente poseen algún tipo de mercado de reactivos, no lo han creado de una manera inmediata, sino a través de todo un proceso de desregulación del sector, en los cuales los cambios son realizados de manera progresiva, y de acuerdo a las características técnicas y topológicas de su sistema, y se considera que en el caso colombiano sería aconsejable adelantar un proceso similar.

Al cotejar la regulación de Colombia con las de otros países comparables desde el punto de vista de desarrollo regulatorio y técnico, se puede apreciar que en ninguno existe un mercado de reactivos, ofertas de capacidad adicional de reactiva, o contratos bilaterales entre los agentes para la sustitución de la capacidad obligatoria de reactivos.

El implementar un mercado de reactivos o contratos bilaterales entre los agentes para la sustitución de sus obligaciones de reactivos en el sistema teniendo en cuenta las características propias del SIN Colombiano, implicaría:

- Posición dominante de uno o varios agentes para la atender las necesidades de reactivos en un nodo determinado.
- Limitación en el número de agentes que podrían realizar de una manera efectiva contratos de sustitución de capacidad de suministro de potencia reactiva.
- Dificultades para asignar a los agentes correspondientes las pérdidas y las restricciones ocasionadas por estas sustituciones.
- Una porción o la totalidad del costo de la generación de reactiva por parte de los generadores, no estaría implícita en precio de energía activa que se oferta, ocasionando una posible distorsión de los precios del mercado, que podría terminar en un sobrecosto para los usuarios, y entre otras, en dificultades para la armonización de la regulación con otros países.
- La necesidad de que la entidad encargada de la operación del sistema realice estudios del sistema tales como corridas de flujos de carga, estudios de estabilidad dinámica, estudios de confiabilidad y seguridad, y estudios de factibilidad técnica, para poder determinar si un agente puede sustituir satisfactoriamente las obligaciones de otro agente o participar en una subasta de reactivos en determinado nodo, e incluso para la misma operación diaria de la medida adoptada en la subasta, ocasionando costos adicionales al sistema.
- Desoptimización del sistema por transporte de reactivos en un sistema que no está en capacidad de hacerlo, dadas sus limitaciones de transporte. Esta desoptimización es producto de todos los problemas antes mencionados, que conlleva el transporte de reactivos por el sistema, cuando la solución eventualmente no es local.

La forma como la regulación colombiana ha establecido la eficiencia económica en el sector de la Transmisión de energía eléctrica, es a través de los procesos de convocatorias, las cuales son elaboradas por la entidad competente encargada de la planeación de la expansión (UPME), de acuerdo con los requerimientos del sistema. Este procedimiento es perfectamente aplicable a las necesidades que pueda tener el sistema en relación con los reactivos.

Además de las consideraciones anteriores, que por si mismas conducen claramente a desechar la posibilidad de crear un mercado de reactivos, el estudio presentado a la Comisión, que proponía la adopción de una subasta de reactivos y la posibilidad de que los generadores pudieran realizar contratos de sustitución de capacidad de suministro de potencia reactiva, carecía de algunos elementos que no permiten su valoración :

- No contenía simulaciones acerca de la factibilidad y bondad de establecer un esquema de reactivos o de permitir a los agentes la sustitución de sus capacidades obligatorias de reactivos.
- No presentó un estudio de formación de precios que indique que la subasta puede generar unos menores costos para el usuario y una mayor eficiencia para el sistema.
- No presentó un estudio de factibilidad en el cual se determinara entre cuáles plantas se podrían firmar contratos de traspaso de obligación y entre cuáles no.
- No presentó estudios donde se evaluará el aumento o reducción de las pérdidas y restricciones en la red, originadas por traspasos de obligación de la capacidad de reactivos.

6. PUBLICIDAD Y CONSULTA

Consulta al CNO:

De conformidad con lo establecido en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 es función de la CREG adoptar el Reglamento de Operación del SIN para lo cual deberá oír previamente le concepto del Consejo Nacional de Operación. Por lo cual se remitirá la propuesta contenida en este documento CNO para que este formule los comentarios que considere convenientes.

Publicidad:

El Decreto 2696 de 2004 establece en el artículo establece en los artículos 9 y siguientes la obligatoriedad de publicar con antelación los proyectos de resolución de carácter general que se pretendan adoptar. En consecuencia se invita a los agentes, usuarios, demás, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás interesados a que remitan sus observaciones, comentarios o sugerencias al proyecto de resolución dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la publicación de la presente Resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Los comentarios, sugerencias o solicitudes que deseen realizarse sobre el proyecto de resolución deberán dirigirse a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, ubicada en la Cra.,7 No. 71-52 Torre B, Piso 4, al correo electrónico creg@creg.gov.co o teléfono/fax 3122020; funcionario responsable JAIME BLANDON.