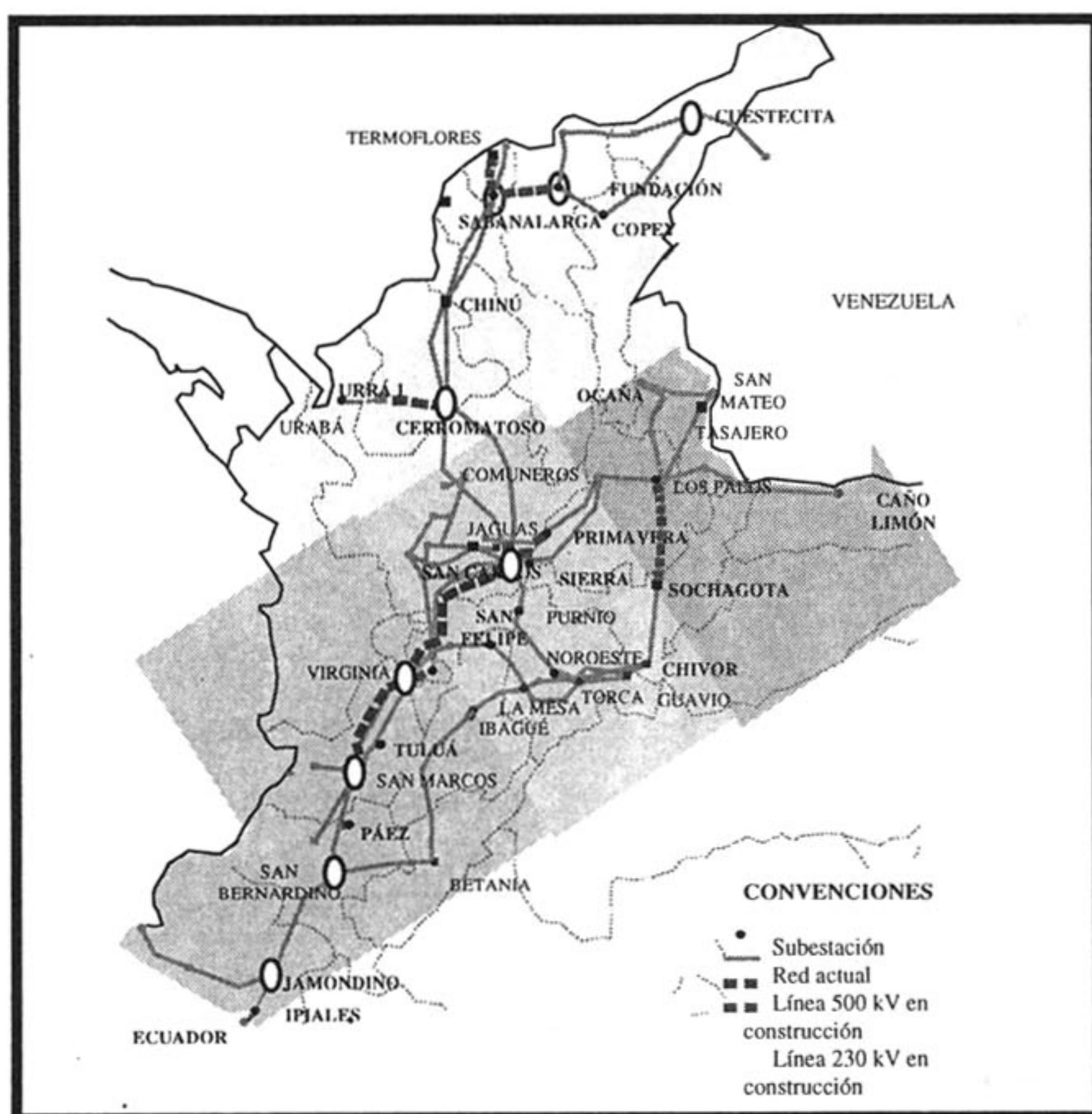


Manejo de reserva de potencia reactiva mediante un sistema de control jerárquico distribuido



RESUMEN

El presente trabajo presenta una estrategia para el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva, el cual se está implementando para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, mediante una estructura de control jerárquico y distribuido. Se presenta el control local de tensión mediante el VQC. Se muestran los resultados mediante un sistema ejemplo simplificado de la red de 500 kV de la Costa Norte del país.

PALABRAS CLAVES

Control jerárquico, control distribuido, VQC, control de tensión y potencia reactiva.

ABSTRACT

This paper power presents a Voltage and reactive power control strategy applied to the Electrical Colombian System. The control strategy is based on a hierarchical and distributed system. Is used A Voltage Reactive Control (VQC) as local voltage control. The results through a simplified exaple, the equivalent 500 kV Interconnected network of the colombian northern coaste, are show.

KEYWORDS

Hierarchy control, distributed control, VQC, Voltage and reactive control.

□ **Javier Vargas Marín, Msc.**
Ingeniero Electricista
Ingeniero Especialista
CND – ISA
Medellín, Colombia

□ **Carlos Alvarez, Ph.D.**
Departamento de Ingeniería
Eléctrica.
Universidad Politécnica de
Valencia, España

□ **José Luis Navarro, Ph.D.**
Profesor Departamento de
Sistemas y Automática.
Universidad Politécnica de
Valencia, España

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos el funcionamiento de los sistemas eléctricos, cerca de los límites de estabilidad de tensión, por razones de limitaciones en la infraestructura eléctrica de la red y económicas, ha conducido a una operación austera del sistema eléctrico, deterioro de la calidad de la tensión y mayor riesgo de colapso de tensión que en el pasado. Estas restricciones en la operación del sistema eléctrico y la apertura de los mercados de electricidad han conducido a la necesidad de la prestación de los servicios complementarios para el mantenimiento de la frecuencia y la tensión dentro de unos valores operativos definidos por el operador de la red eléctrica.

El presente artículo está enfocado a la regulación y seguridad de la tensión, mediante la propuesta de un sistema de control jerárquico distribuido, el cual considera la conjugación de las plantas de control (generadores, condensadores síncronos, compensadores estáticos, y en general, elementos de control continuo) con fuentes discretas de compensación reactiva (condensadores e inductancias) coordinados a través de un control de tensión de potencia reactiva denominado VQC. Además, se muestra cómo se puede aumentar el margen de potencia reactiva en las plantas de control y con ello mejorar el margen de estabilidad de tensión como una medida robusta para evadir los posibles colapsos de tensión.

La estructura del artículo se presenta de la siguiente manera: la sección 2 describe el sistema de control jerárquico distribuido de tensión y potencia reactiva; la sección 3 describe la filosofía y estrategia del control VQC; la evaluación de la propuesta se lleva a cabo mediante los resultados obtenidos en un sistema ejemplo de ocho (8) nudos, que representa el sistema Colombiano intercosta a 500 kV, los cuales se presentan en la sección 4; las secciones 5 y 6 presentan las conclusiones y bibliografía, respectivamente.

2. ESTRATEGIA DE CONTROL JERÁRQUICO Y DISTRIBUIDO

La estrategia de control jerárquico fue concebida para el control de la tensión y potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia. Está conformada por tres lazos de control cuyas dinámicas están desacopladas en el espacio y el tiempo. Éstos corresponden al control primario, secundario y terciario de tensión y potencia reactiva. La propuesta de control es semejante a las filosofías de control presentadas para los

sistemas eléctricos de EDF [1], la ENEL [2] y de España [3].

La figura 1 describe la filosofía del control de tensión y manejo de la reserva de potencia reactiva para un ejemplo de sistema eléctrico, integrado por tres regiones, en el cual se observa cómo el control terciario (nivel superior) envía las tensiones objetivos óptimos, denominadas V_{pref} , a cada uno de los controles regionales y las bandas de operación a los VQCs. Estos controladores regionales (control secundario o nivel intermedio) se encargan de mantener las tensiones objetivos de los nudos pilotos mediante la regulación de las tensiones en los nudos de generación, compensador estático (SVC) y condensador síncrono (CS), inmersos en el área eléctrica regional, por medio del cálculo de la tensión de referencia (V_{ref}). Adicionalmente, el control secundario tiene la función de redistribuir la potencia reactiva de las plantas de control con las fuentes de compensación reactiva paralela para optimizar la reserva de potencia reactiva en dichas plantas.

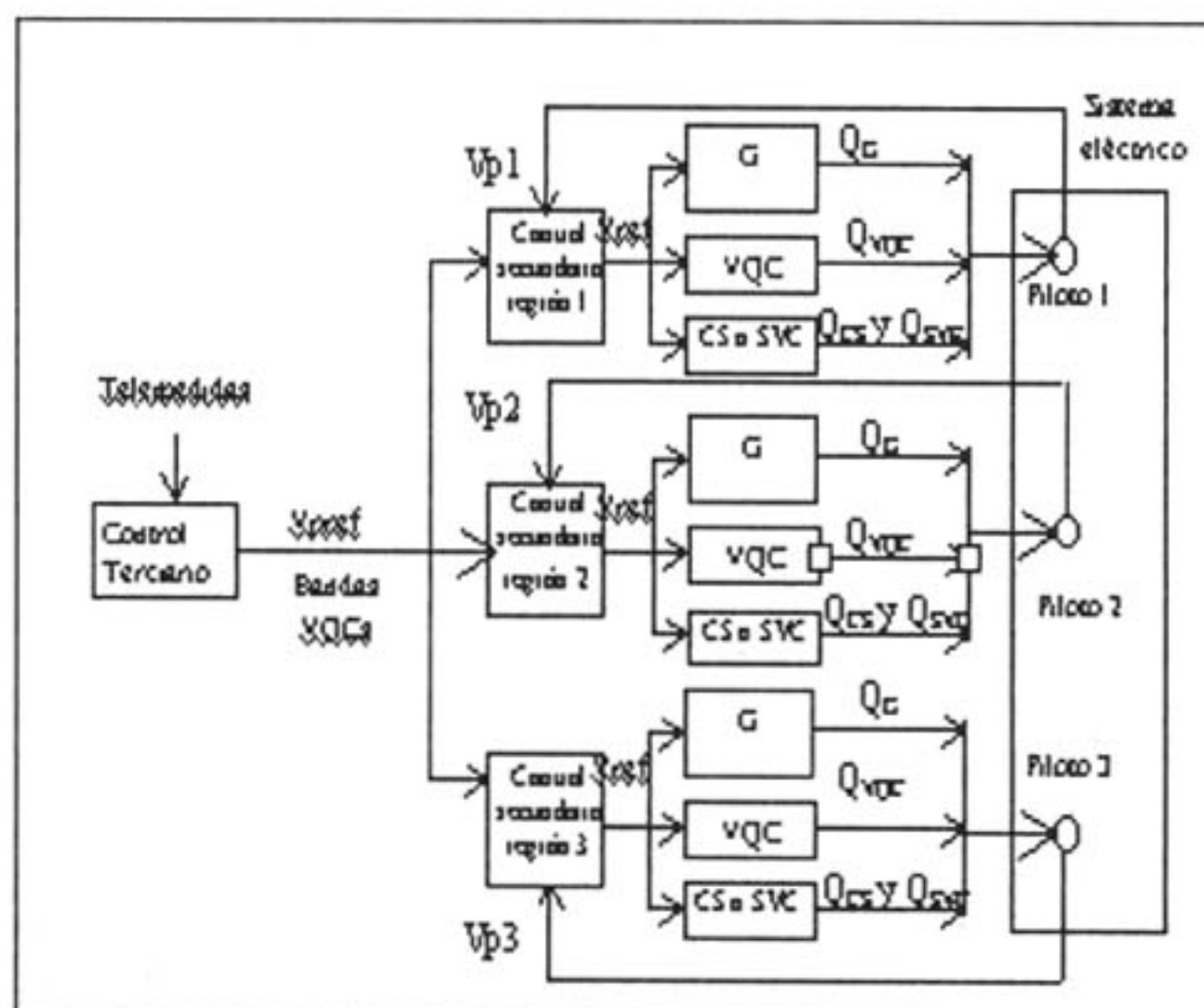


Figura 1. Estructura jerárquica de tensión y potencia reactiva

De acuerdo con el valor V_{ref} definido por el control secundario, los generadores (G), los condensadores síncronos (CS) o los compensadores estáticos (SVC), inyectan o absorben potencia reactiva de la red de transmisión (Q_G), (Q_{CS}) o (Q_{svc}), respectivamente. Adicionalmente, el control secundario como interfaz entre el control superior e inferior transmite las bandas de operación a los VQCs (definidos por el control terciario) y coordina la conmutación de los elementos de compensación paralela (Q_{vqc}) para optimizar la potencia reactiva en las plantas de control. Finalmente, el control primario de la estrategia de control de tensión y potencia reactiva está integrado por las plantas de control y los VQCs.

El control terciario de tensión, que puede ser manual o de tipo automático, procura operar la integridad de todo el sistema en un punto de optimalidad, considerando el aspecto económico (minimización de pérdidas activas) y de la seguridad del sistema eléctrico (maximización de reserva de potencia reactiva), mediante un flujo de cargas óptimo (OPF), del cual se obtiene el perfil óptimo de tensiones para el sistema de transmisión y las bandas de operación de los VQCs. La ecuación 1 presenta la función objetivo, integrada por dos términos: el primero para evaluar las pérdidas de la red de transmisión y el segundo, asociado a la generación de potencia reactiva en el sistema eléctrico, el cual está afectado por un factor de peso β con relación a las pérdidas del sistema. Según la referencia [3] este coeficiente presenta un buen desempeño con un valor del 20%, el cual significa un incremento en las pérdidas del sistema en un 5% con relación al caso normal (no considera la reserva de potencia reactiva) y aumenta alrededor del 45% la reserva de potencia reactiva

$$\text{Min.} \left\{ \frac{1}{2} \Delta V_a^T [B_1^T (U + T^T V T + T^T W) B_1] \Delta V_a + (aT + b^T T) B_1 \Delta V_a \right\} + \beta \sum_{i \in na} \left(\frac{Q_a(i)}{Q_{a \max}(i)} \right)^2 \quad (1)$$

Sujeto a:

$$V_l \min \leq V_l + B_s \Delta V_a \leq V_l \max$$

$$V_a \min \leq V_a + \Delta V_a \leq V_a \max$$

$$Q_a \min \leq Q_a + A_s \Delta V_a \leq Q_a \max$$

Donde:

β , Peso que pondera la reserva de potencia reactiva con relación a las pérdidas activas del sistema;

V_a, Q_a módulo de tensión y potencia reactiva en los nudos de alta de las plantas de control;

A_s

matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en las consignas de tensión de los nudos de alta de las plantas de control con las variaciones de potencia reactiva experimentadas en las mismas plantas;

$$V_a \min, V_a \max, V_l \min, V_l \max$$

límites de tensión en las plantas de control y los nudos de demanda;

$$Q_a \min, Q_a \max,$$

límites de inyección de potencia reactiva en las plantas de control.

Los vectores y las matrices de transformación B_1, U, T, V, W, a, b , se obtienen siguiendo el procedimiento descrito en [3]. El período de ejecución del control terciario está entre 15 minutos y una hora.

El control secundario de tensión, de tipo automático, por un lado, mantiene las tensiones en los nudos pilotos en las consignas determinadas por el control terciario; y por otro lado, redistribuye la generación de potencia reactiva en el área entre plantas de control (control continuo) y las fuentes de compensación paralela (control discreto). Su dinámica es más lenta que la del control primario y más rápida que el control terciario con tiempos de respuesta alrededor de 10 segundos para la regulación de las tensiones objetivos y de uno a cinco minutos para la redistribución de potencia reactiva, respectivamente.

Para llevar a cabo la redistribución de potencia reactiva y aumentar la reserva de potencia reactiva se requiere la coordinación de todos los VQCs dentro de una misma área eléctrica por un nivel superior, para conmutar sus respectivos elementos de compensación paralela y de esta forma, reducir la generación de potencia reactiva en las plantas de control del área. La expresión de la ley de control secundario para el seguimiento del perfil de tensiones y manejo de reserva de potencia reactiva se expresa mediante un problema de optimización y está dada por la siguiente ecuación 2:

Min.

$$Z = \left\| \alpha_s (V_p \text{ref} - V_p(k)) - [CB_s] \Delta k V_a \text{ref}(k) \right\| + q_{os} \left\| \alpha_s ([Q_a \text{ref} - Q_a(k)] - A_s \Delta k V_a \text{ref}(k)) \right\| \quad (2)$$

Sujeto a:

$$V_a \min \leq V_a(k) + \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq V_a \max$$

$$Q_a \min \leq Q_a(k) + \Delta s \Delta V_a \text{ref}(k) \leq Q_a \max$$

$$V_s \min \leq V_s(k) + C_{vs} \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq V_s \max$$

Donde

k , identifica el paso discreto de la regulación secundaria;

a_s , coeficiente que imprime la dinámica al control secundario;

q_{os} , ponderación del término de coordinación de reactiva entre plantas frente al término de

mantenimiento de la tensión en los nudos pilotos;

$V_a(k)$ $V_{a\text{ref}}(k)$ $V_p(k)$ $V_{p\text{ref}}(k)$, módulos de tensión y de referencia de los nudos de alta de las plantas de control y nudos pilotos en el paso k del control secundario;

$Q_a(k)$, vector con los valores de generación de potencia reactiva en los nudos de alta de las plantas de control en el paso k del control secundario;

CB_s , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en las consignas de tensión de los nudos de alta de las plantas de control con las variaciones de tensión en los nudos pilotos. Para el cálculo de esta matriz se considera que el nudo de alta de la planta de control es un nudo tipo PV [3, apéndice A]. Esta hipótesis es cierta siempre que se garantice que el control de planta alcance el régimen permanente entre paso y paso del control secundario; es decir, las dinámicas siempre estén desacopladas;

A_s , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en las consignas de tensión de los nudos de alta de las plantas de control con las variaciones de potencia reactiva experimentadas en las mismas plantas;

C_{vs} , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en las consignas de tensión de los nudos de alta de las plantas de control con las variaciones experimentadas en las tensiones de los nudos sensibles;

$V_{a\text{min}}, V_{a\text{max}}$, límites de las tensiones en los nudos de alta de las plantas de control.

$Q_{a\text{min}}, Q_{a\text{max}}$ vectores que contienen respectivamente los valores mínimos y máximos de la inyección de potencia reactiva en los nudos de alta de las plantas de control.

La segunda parte de la ley de control secundario de tensión y potencia reactiva propuesta, relacionada con la optimización y manejo de la reserva de potencia reactiva entre los recursos de las plantas de control y los elementos de compensación discreta, en estado normal, se expresa mediante la ley de control siguiendo el gradiente de mayor cambio de acuerdo con la matriz de sensibilidad DV/DQg, propuesta en [4], que se expresa mediante la ecuación 3. La ley de control

selecciona la acción que tenga mayor influencia en la generación de potencia reactiva en las plantas de control (generador, CS y SVC). Esta ley de control presenta las siguientes cualidades:

- Tiene en cuenta tanto los límites de las variables de control como de las variables a controlar;
- El control puede representarse mediante reglas, con lo cual se puede complementar el control lógico deductivo, producto de un proceso de optimización, con las situaciones reales del sistema y de esta forma satisfacer las necesidades particulares del sistema eléctrico;
- El tipo de control propuesto puede acondicionarse a cualquier sistema eléctrico de potencia independiente del tamaño, configuración y elementos empleados en la regulación de tensión y potencia reactiva.

Max.

$$Z = Q_a(k) + M\Delta k V_{a\text{ref}}(k) \quad (3)$$

Sujeta a:

$$-\Delta V_{a\text{min}} \leq \Delta k V_{a\text{ref}}(k) \leq \Delta V_{a\text{max}}$$

$$V_{a\text{min}} \leq V_a(k) + \Delta k V_{a\text{ref}}(k) \leq V_{a\text{max}}$$

$$Q_{a\text{min}} \leq Q_a(k) + \Delta k Q_{a\text{ref}}(k) \leq Q_{a\text{max}}$$

Donde

$V_a(k)$ $V_{a\text{ref}}(k)$, módulo de tensión y valor de referencia de tensión de los nudos de alta de las plantas de control en el paso k del control secundario;

$Q_a(k)$, vector con los valores de generación de potencia reactiva en los nudos de alta de las plantas de control en el paso k del control secundario;

M , matriz de sensibilidad DV/DQ que relaciona los cambios en las tensiones de los nudos de alta de los elementos de control discreto (cambia Tap (LTC), reactores y condensadores) con las variaciones de potencia reactiva experimentadas en las plantas de control;

$$V_{a\text{min}}, V_{a\text{max}} \quad Q_{a\text{min}}, Q_{a\text{max}}$$

Límites de tensión y potencia reactiva en los nudos de alta de las plantas de control;

El control primario corresponde propiamente al control de los elementos de potencia reactiva. Estos son: los generadores, condensadores sincrónicos, SVCs y finalmente los VQCs. Ellos se encargan de la dinámica rápida del sistema. Su objetivo es compensar las pequeñas y rápidas variaciones locales de tensión y de potencia reactiva demandada por el sistema eléctrico. El tiempo de respuesta involucrado en esta dinámica es inferior a dos segundos, y para el VQC, abarca desde centésimas de segundo (conmutación de elementos paralelo) hasta uno o dos minutos (operación del LTC). Se hace notar que tanto el control primario (VQC) como el control secundario tienen un carácter discreto. Normalmente, el control secundario ejecuta el lazo de control cada 10 segundos, mientras que el control primario lo ejecuta cada 2 segundos para garantizar la hipótesis del desacople temporal de las dinámicas de control.

A continuación se presenta el control de tensión y potencia reactiva (VQC), inicialmente propuesto en [5] y [7], considerado en [6] y generalizado en la presente propuesta [4].

3.CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA VQC

El diagrama unifilar de la figura 2 representa una subestación con dos niveles de tensión (V_1 y V_2), acoplados por medio de un transformador con su correspondiente cambiador automático de tap bajo carga (LTC). En el lado de tensión V_2 se tiene el control de la conmutación de dos condensadores (C_1 y C_2) y dos inductancias (R_1 y R_2), mientras que en el lado de tensión V_1 , se controla la conmutación de un condensador y una inductancia. Cada nivel de tensión posee un límite operativo máximo y mínimo y por lo tanto, una banda de operación. Al representar los límites de tensión en un plano cartesiano, donde sus ejes son los niveles de tensión, se pueden diferenciar nueve zonas de operación que reflejan estados característicos del sistema que permiten definir claramente las acciones de control en cada una de ellas, ver figura 3.

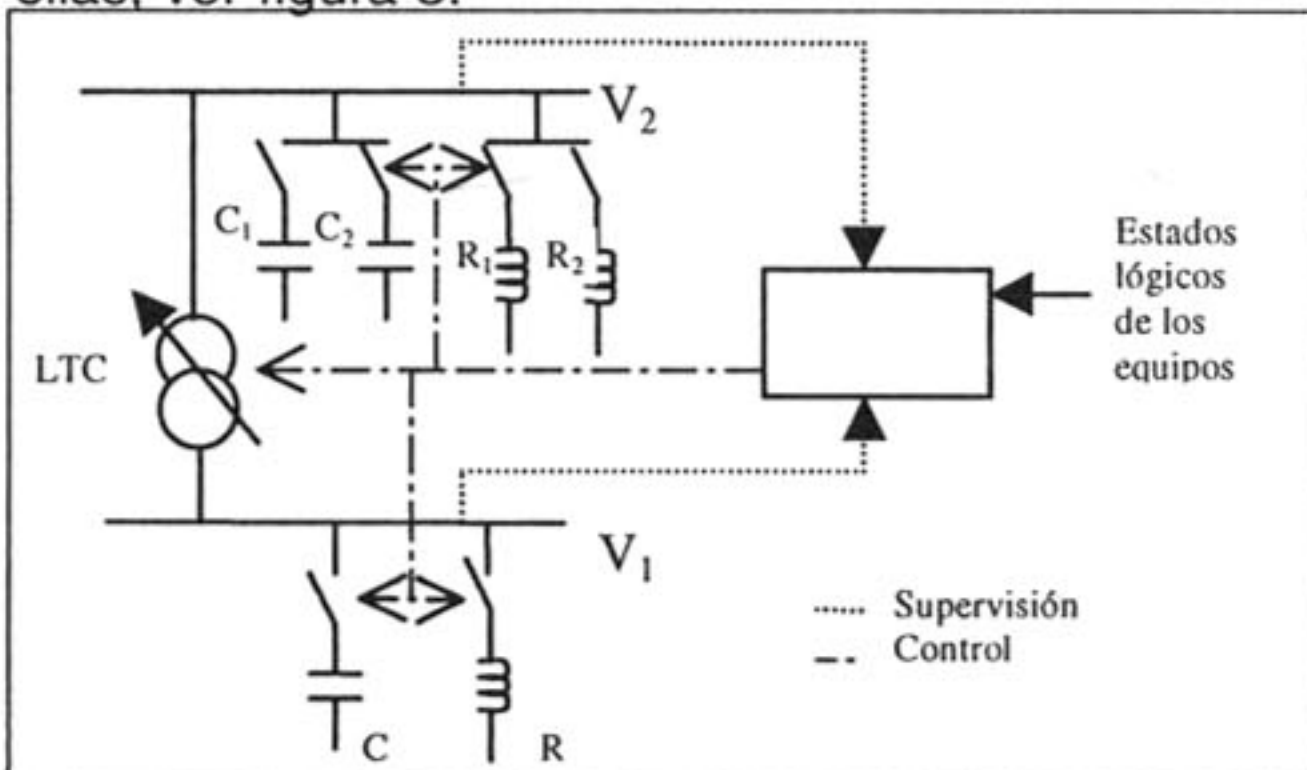


Figura 2: Diagrama unifilar de una subestación con VQC

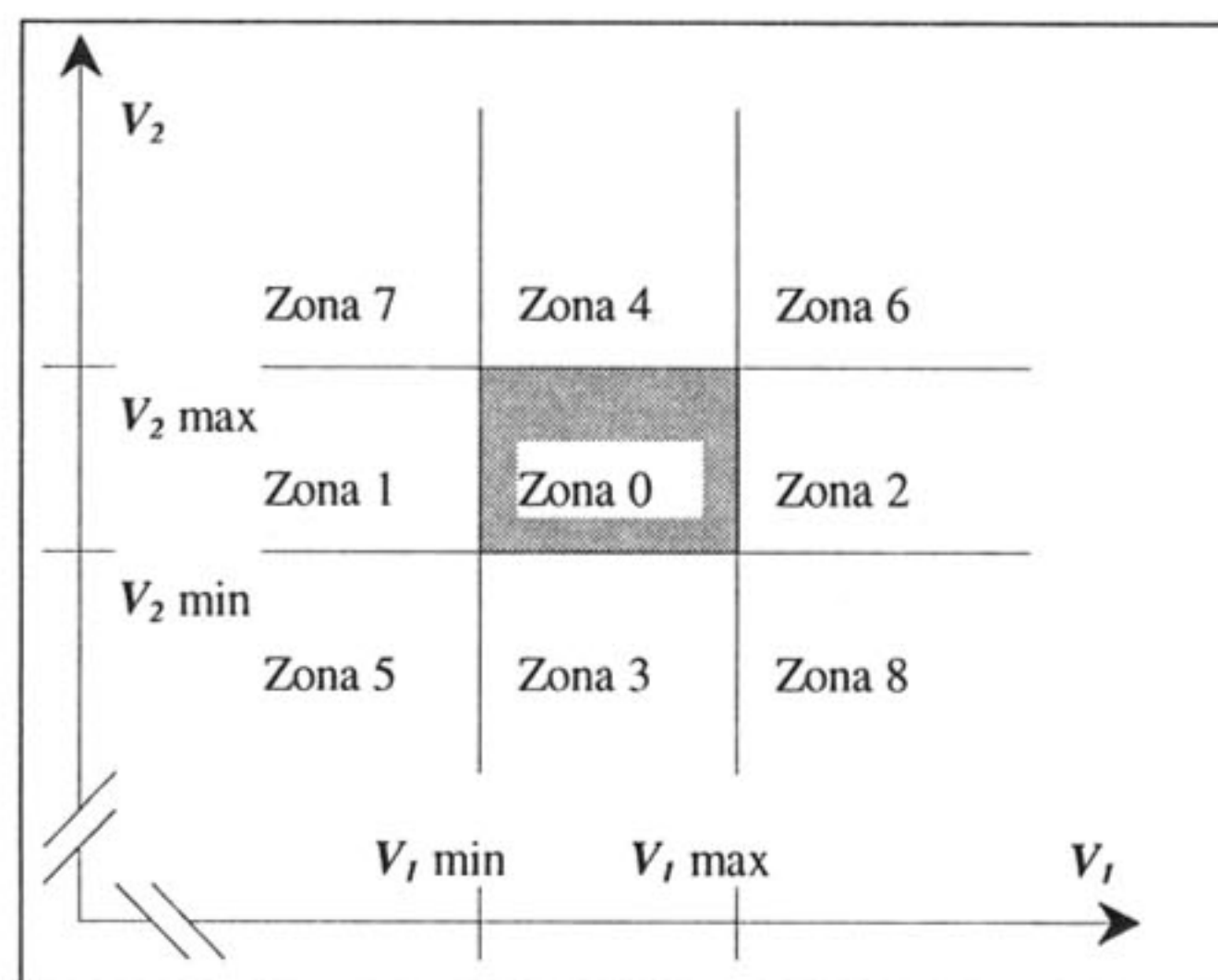


Figura 3. Plano cartesiano control VQC

La zona 0, representa la región central, formada por la intersección de las bandas de operación de ambos niveles de tensión, la cual corresponde a la zona normal de operación y donde no hay lugar a toma de acciones de control; las zonas 1, 2, 3 y 4 representan un nivel de tensión dentro de la banda de operación y el otro nivel de tensión por fuera de la misma; las zonas más relevantes del VQC, corresponden a las cuatro zonas ubicadas en los cuadrantes, las zonas 5 y 6 (opuestas entre sí) indican tener ambos niveles de tensión bajos o altos, respectivamente y las zonas 7 y 8 (opuestas entre sí) indican un nivel de tensión alto y otro bajo o viceversa.

La secuencia de acciones de control (siguiendo el criterio del mayor gradiente determinado por la matriz de sensibilidad DV/DQg), que se deben ejecutar en cada una de las zonas del VQC en forma general son:

- **Zona 5: ambos niveles de tensión bajos.** Primero: desconecta inductancias; segundo: conecta condensadores y tercero solicita generación de potencia reactiva a otras fuentes cercanas al nudo de control, si existen.
- **Zona 6: ambos niveles de tensión altos.** Primero: desconecta condensadores; segundo: conecta inductancias y tercero: solicita absorción de potencia reactiva a otras fuentes cercanas al nudo de control, si existen.
- **Zona 7: tensión V_2 alta y tensión V_1 baja.** Sube el LTC (lado V_1).
- **Zona 8: tensión V_1 alta y tensión V_2 baja.** Baja el LTC (lado V_1).
- **Zona 1: tensión V_2 normal y tensión V_1 baja.**

Primero: desconecta inductancias lado V_1 ;
segundo: conecta condensadores lado V_1 ;x y
tercero: sube el LTC (lado V_1).

Zona 2: tensión V_2 normal y tensión V_1 alta.

Primero: desconecta condensadores lado V_1 ;
segundo: conecta lado inductancias V_1 ;x y
tercero: baja el LTC (lado V_1),

Zona 3: tensión V_1 normal y tensión V_2 baja.

Primero: desconecta inductancias lado V_2 ;
segundo: conecta condensadores lado V_2 ;x y
tercero: baja el LTC (lado V_1).

Zona 4: tensión V_1 normal y tensión V_2 alta.

Primero: desconecta condensadores lado V_2 ;
segundo: conecta lado inductancias V_2 ; y tercero:
sube el LTC (lado V_1).

Las acciones de control señaladas arriba se pueden modificar según la configuración de la subestación, los equipos disponibles o las necesidades del sistema. El diagrama de control del VQC se presenta en la figura 4, el cual tiene las variables de entrada, señales telemidas localmente (V_1 y V_2), el estado de los distintos elementos controlados en los nudos de baja y alta tensión (S_1 y S_2). Finalmente, la señal de mando, que ejecutará el VQC sobre los equipos controlados bajo su control.

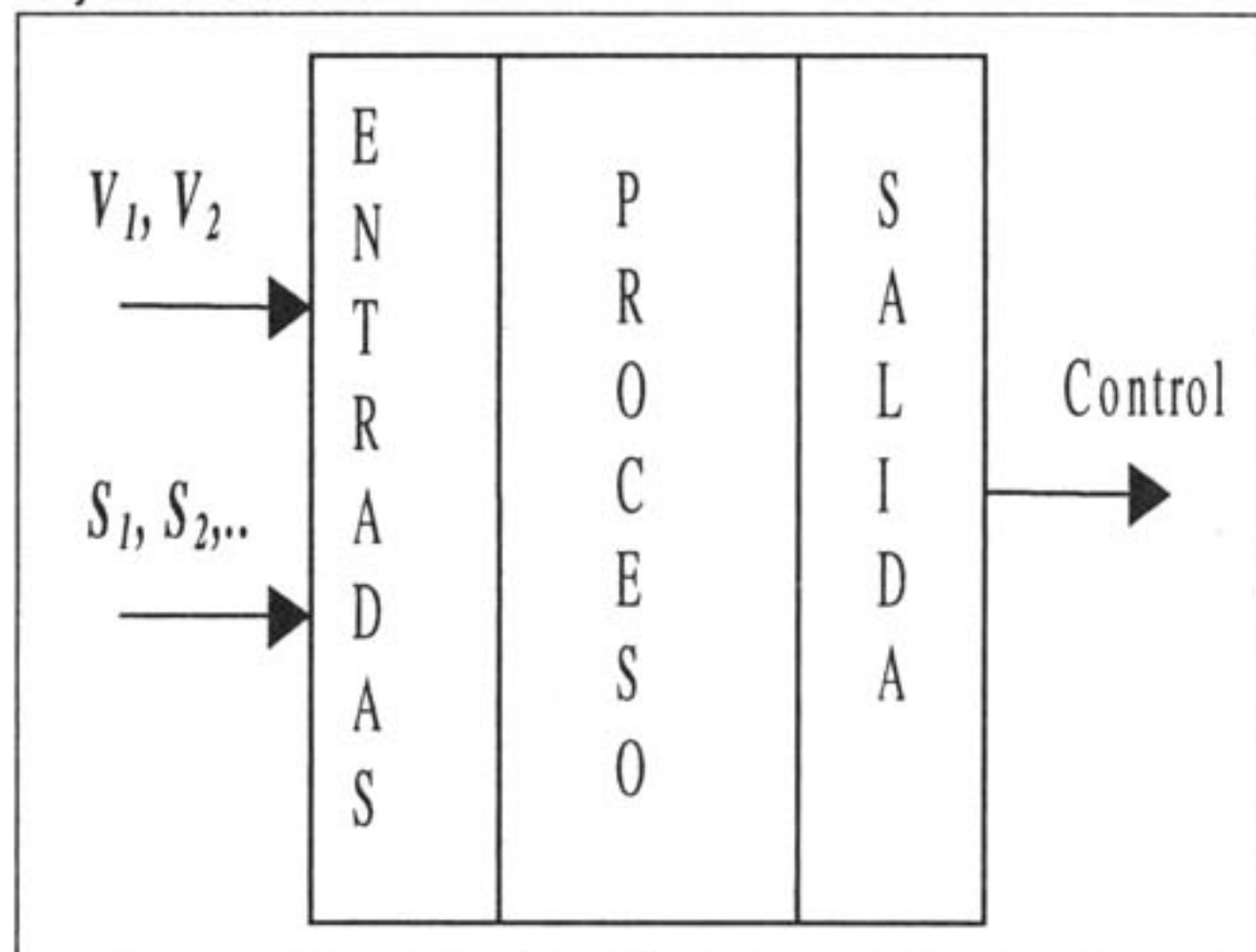


Figura 4. Diagrama de control del VQC

a expresión general de la tensión corregida V_2 (V_{cor}), or la conmutación de elementos de compensación paralela coordinada con posibles fuentes adyacentes e potencia reactiva tales como generador, condensador síncrono (CS) o compensador estático (SVC) está dada por la siguiente expresión 4 [4 y 7]:

$$V_{cor} = V_{med} + (DV/DQ_{cr})DQ_{cr} + K_g DQ_g + K_{cs} DQ_{cs} + K_{svc} DQ_{svc} \quad (4)$$

Donde,

V_{cor} , V_{med} , tensión corregida y medida en los nudos donde se ubica el VQC;

DV/DQ_{cr} , cambio de tensión en los nudos donde se ubica el VQC debido a la inyección o absorción de potencia reactiva.

DQ_{cr} , DQ_{cs} , DQ_g , DQ_{svc} , cambio en la inyección o absorción de potencia reactiva debido a la capacitancia o inductancia, CS, generador o SVC adyacente al nudo VQC;

K_g , K_{cs} , K_{svc} , índice de sensibilidad (DV/DQ) que representa el cambio de tensión debido a la variación de la potencia reactiva de un generador, CS o SVC cercano al nudo VQC;

3.1 Definición de la banda del VQC

Las bandas de operación de los VQCs se definen por el control terciario mediante un flujo óptimo de cargas. El criterio que se adopta, en el presente artículo, es considerar un rango de operación alrededor de la tensión objetivo y el ancho mínimo se fija en dos veces el cambio de tensión que produce la conmutación del mayor elemento de compensación discreta, en el punto donde se ubica el VQC. Este criterio equivale a tener una banda alrededor de 5% o 6% de la tensión nominal. De esta forma, se minimiza la operación del VQC en zonas opuestas. Cuando existe más de un VQC en un área de influencia se deben coordinar sus bandas para lograr una operación óptima y coherente.

Las bandas de operación del VQC se determinan de forma tal que en estado estacionario interactúan los recursos de potencia reactiva discreta con las plantas de control, manteniendo las tensiones objetivo y optimizando la reserva de potencia reactiva. En cambio, en estado de contingencia o emergencia, el papel del VQC se limita a ser un respaldo de las plantas de control, en caso de que éstas no queden disponibles por cualquier razón. En estas situaciones de contingencia el VQC pretende mantener la estabilidad de tensión y el manejo de la reserva de potencia reactiva es relegado a un segundo plano.

Cuando se mantienen las mismas bandas de operación del VQC en diferentes estados del sistema se manifiesta un esfuerzo adicional del VQC por tratar de mantener la tensión objetivo definida, para una condición estacionaria en otra condición operativa. Por esta

razón se propone cambiar la banda del VQC en estados del sistema eléctrico diferentes a una condición normal de operación en el cual se define la nueva tensión objetivo del sistema para la nueva condición de operación, basada en un flujo óptimo. Esto hace que el control VQC requiera menos iteraciones de control, lo cual se refleja en un menor valor de reserva de potencia reactiva.

Adicionalmente, cuando se encuentran plantas de que control (SVC, generador u otra fuente continua de potencia reactiva) cercanos a los VQCs, se obtiene un perfil plano de tensión alrededor de la tensión objetivo lo que hace que las bandas puedan mantenerse constantes en diferentes estados de operación del sistema eléctrico y la función del VQC es servir de respaldo para el manejo de elementos discretos de potencia reactiva ante la pérdida de dichas plantas de control, tal como se expresó anteriormente. En caso contrario, las bandas se ajustan para mantener el perfil de tensión alrededor de la tensión objetivo.

4. RESULTADOS

El manejo de tensión y reserva de potencia reactiva se ilustra mediante el caso ejemplo de 8 nudos, el cual representa un equivalente del sistema intercosta a 500 kV que conecta el interior del sistema Colombiano con la Costa Norte. El Sistema está compuesto por 4 subestaciones, en cada una se considera un VQC local (control primario); en la subestación de Chinú se encuentra un control regional (control secundario y terciario para este caso en particular), ver figura 5.

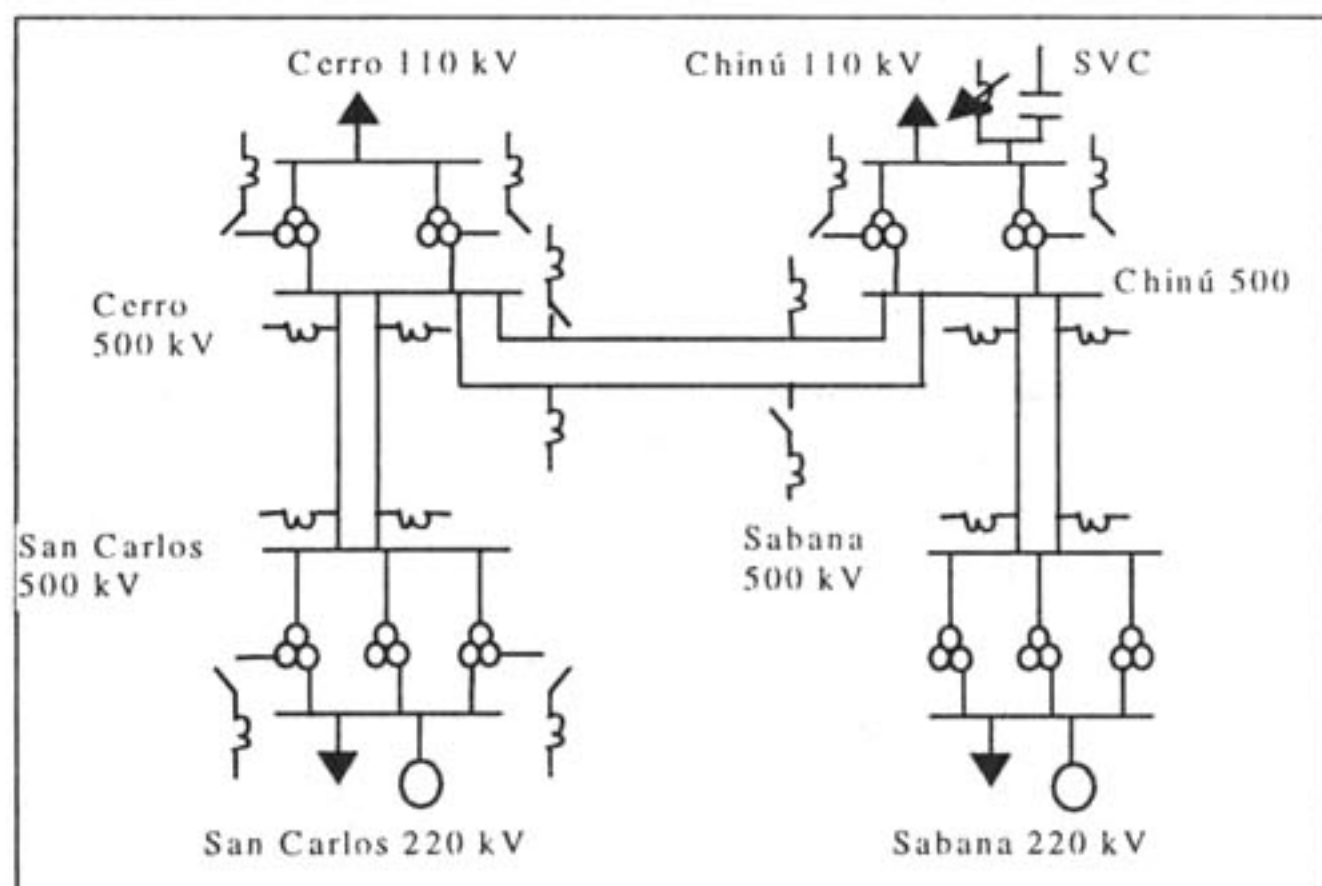


Figura 5. Sistema ejemplo

El sistema de transmisión permite intercambiar recursos de un sistema hidráulico, ubicado en el centro del país, con recursos térmicos, ubicados en la costa norte. Los intercambios son relativamente altos por lo cual el manejo de la tensión es importante, tanto en una condición normal de operación y más en un estado de contingencia.

Se consideran dos condiciones de operación: La primera representa una condición normal de operación, y la segunda un estado de emergencia, una contingencia en línea. La normal de operación, en la primer se comparan tres casos: uno que no considera ningún tipo de control (Sin control); otro sólo con control primario de los VQCs, sin estar coordinados por el control secundario (Local) y el tercer caso que considera el control jerárquico propuesto (Jerárquico).

La figura 6.a presenta el perfil de tensión en los diferentes nudos del sistema para el caso base, con control local y el control jerárquico, donde se puede observar cómo se obtiene un mejor perfil considerando el control jerárquico.

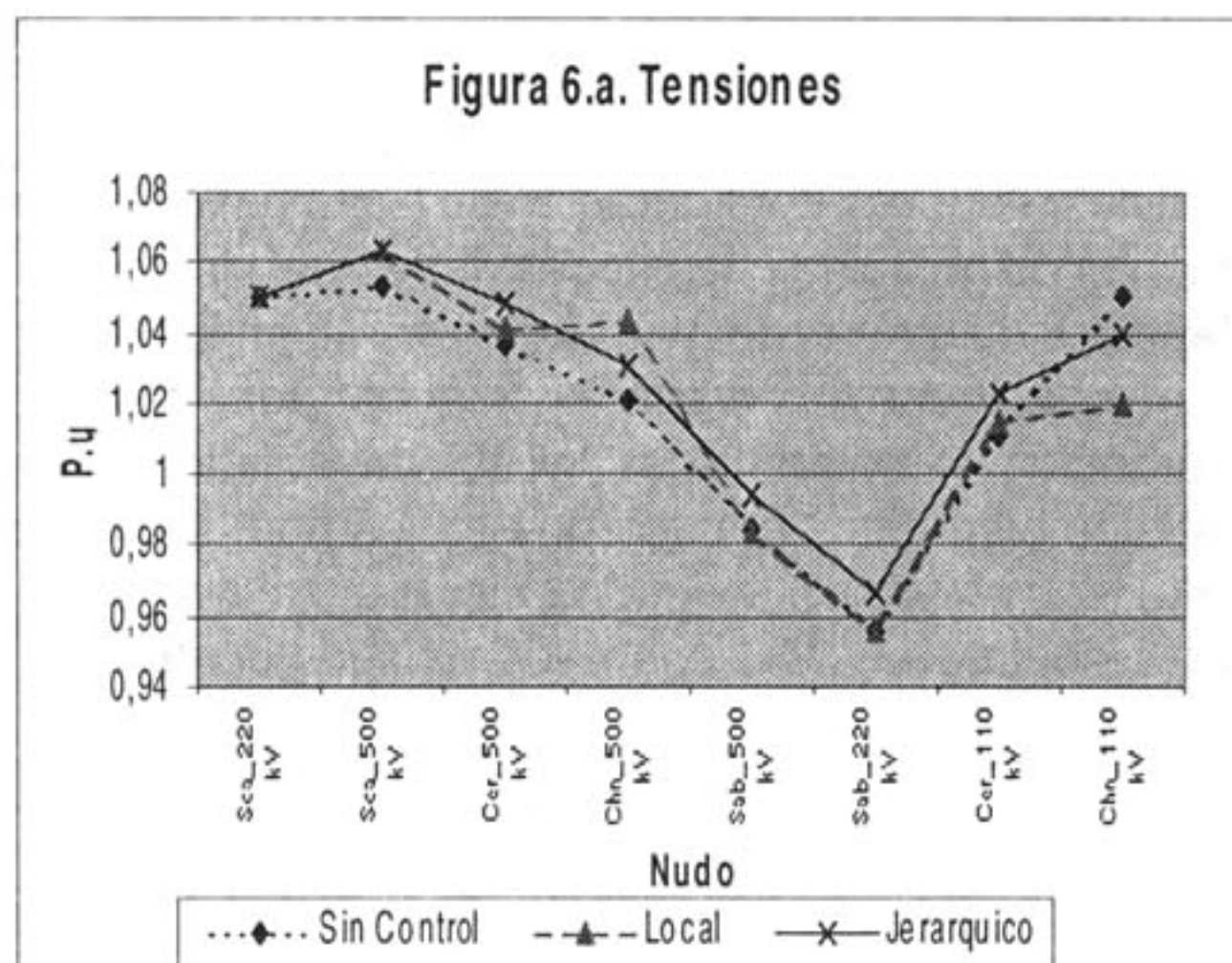


Figura 6a. Tensiones

La figura 6.b presenta la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico. El considerar la estrategia de control jerárquico, coordinando la operación de los VQCs, permite reducir la generación de potencia reactiva de las plantas de control, la cual se sustituye por la compensación paralela. La reserva de potencia reactiva que se alcanza es de un valor de 1325 Mvar.

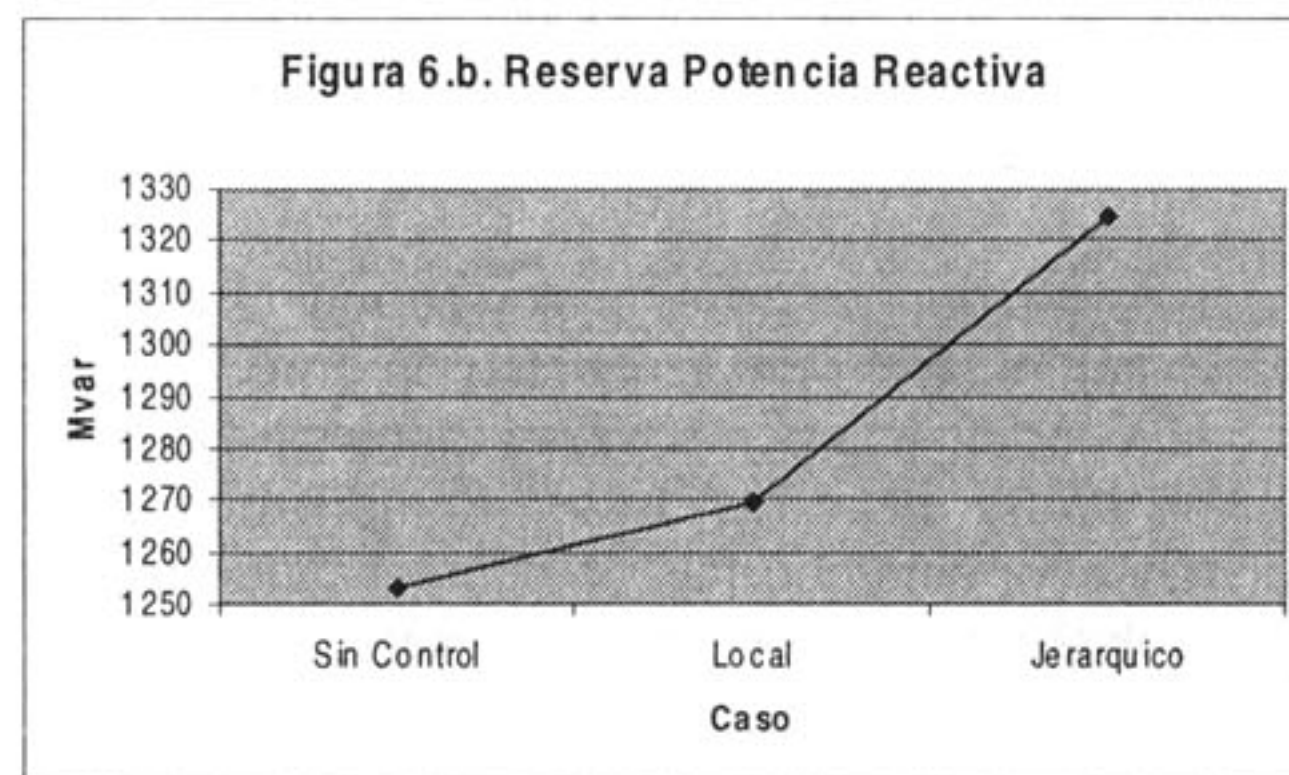


Figura 6b: Reserva Potencia Reactiva

En el segundo caso, considerando sólo el control primario (VQCs) de forma no coordinada, aún se mejora la reserva de potencia reactiva (1270 Mvar) con relación al caso sin ningún tipo de estrategia de control (1253 Mvar).

La figura 6c muestra el coste de operación del sistema eléctrico. Para el ejemplo se consideran U\$ 3/MW y U\$ 10/Mvar. Con el control jerárquico se minimiza el coste total de operación a U\$ 3950 dólares mientras que con sólo el control primario (VQCs), en forma no coordinada, el coste es de U\$ 4250 dólares. Sin ningún tipo de control, el coste se incrementa a U\$ 4390 dólares. Las pérdidas de potencia activa para los casos considerados se mantienen alrededor de 22 MW.

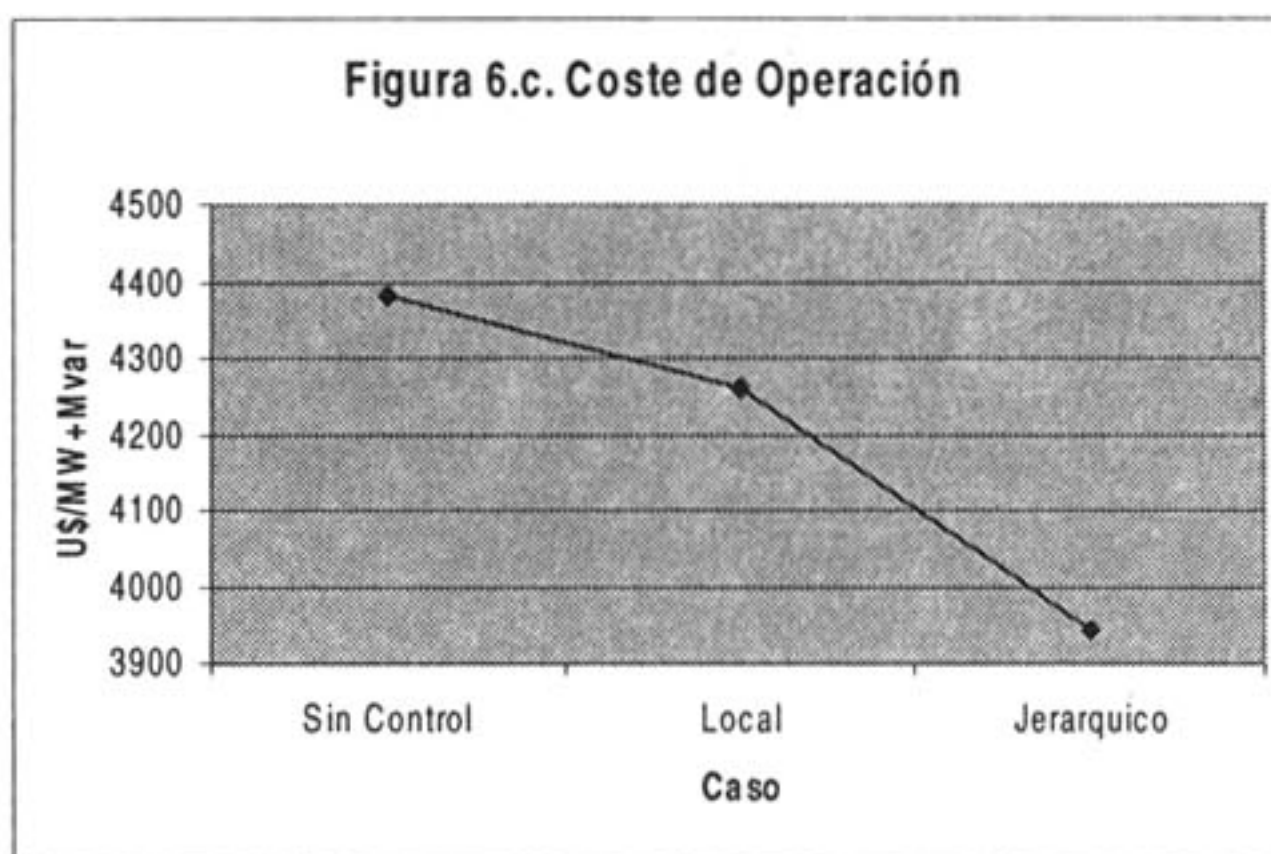


Figura 6c: Coste de operación

A continuación se presenta el desempeño de la estrategia de control y potencia reactiva en el sistema que considera una contingencia de línea, la salida del circuito San Carlos – Cerro 500 kV (ver figura 5). Se propone una estrategia de control adicional a la de tensión y potencia reactiva, un supervisor de cambio brusco de tensión (denominado D/V) que automáticamente cambia las bandas de operación de los VQCs acorde a la condición operativa real del sistema. Para diferenciarlo del control jerárquico normal se denomina jerárquico D/V.

La figura 7.a, presenta las tensiones del sistema, donde se observa cómo el hecho de no considerar ningún tipo de control (Sin Control) presenta las tensiones más bajas. El hecho de tener un control primario, sólo VQCs y sin coordinación con el nivel superior (Local) también presenta tensiones bajas. Los casos con control jerárquico y con función D/V, presentan tensiones muy cercanas al caso sin falla. Estos se diferencian básicamente por el número de iteraciones que con la función D/V, hacen que el control requiera de 8 iteraciones y sin esta función, tome 32 iteraciones, Ver figura 7.e

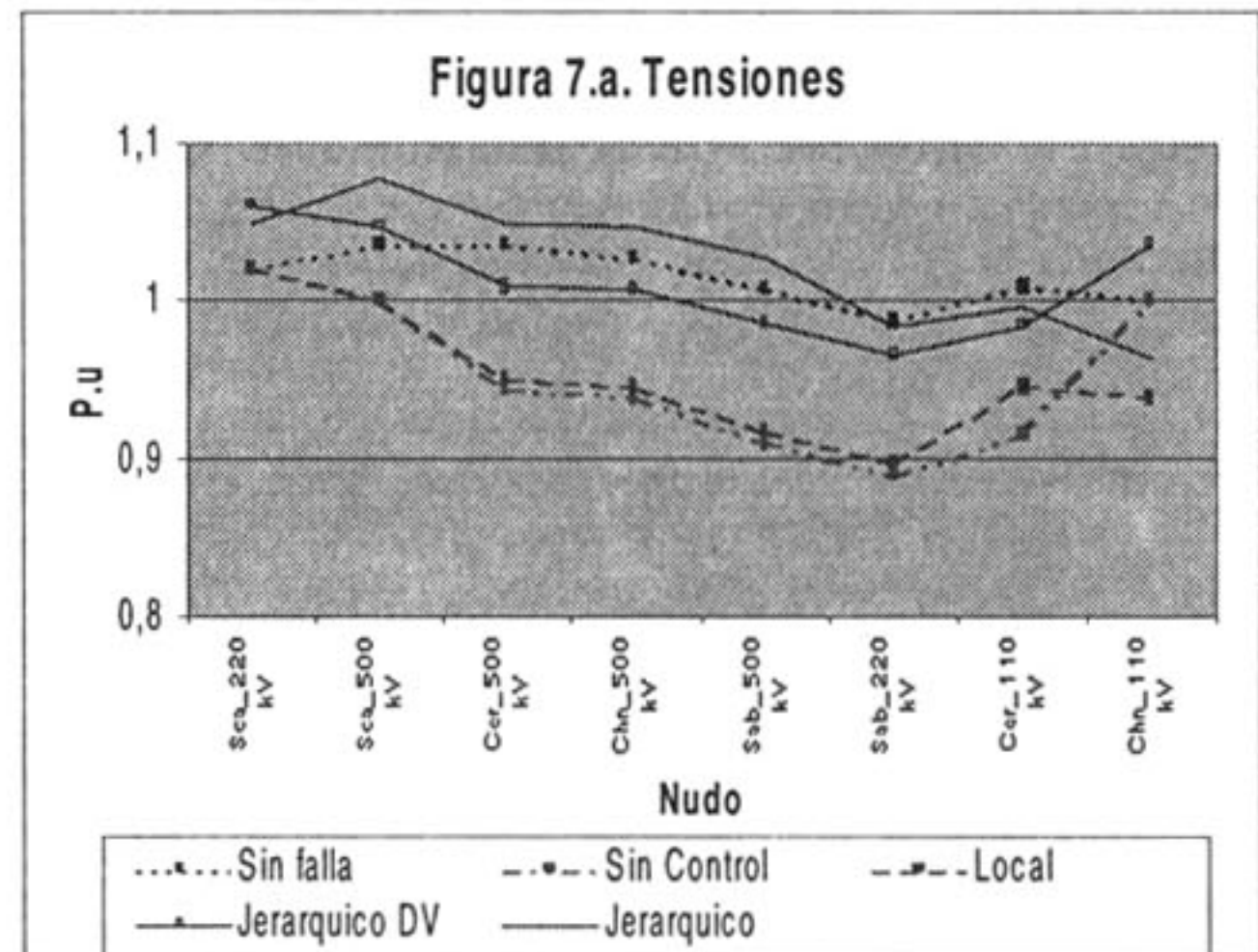


Figura 7a. Tensiones

La reserva de potencia reactiva en los casos jerárquicos con y sin D/V, es superior a los casos de sólo el control primario o sin ningún tipo de control. En caso del control jerárquico sin D/V, se alcanza un valor de reserva de potencia reactiva de 1170 Mvar contra 1110 Mvar, respectivamente. Adicionalmente, se observa que el hecho de no considerar una coordinación del control primario (VQCs) con el secundario y terciario, no se consigue aumentar la reserva de potencia reactiva, haciendo que el sistema sea más vulnerable a un problema de tensión ante un segundo evento en el sistema

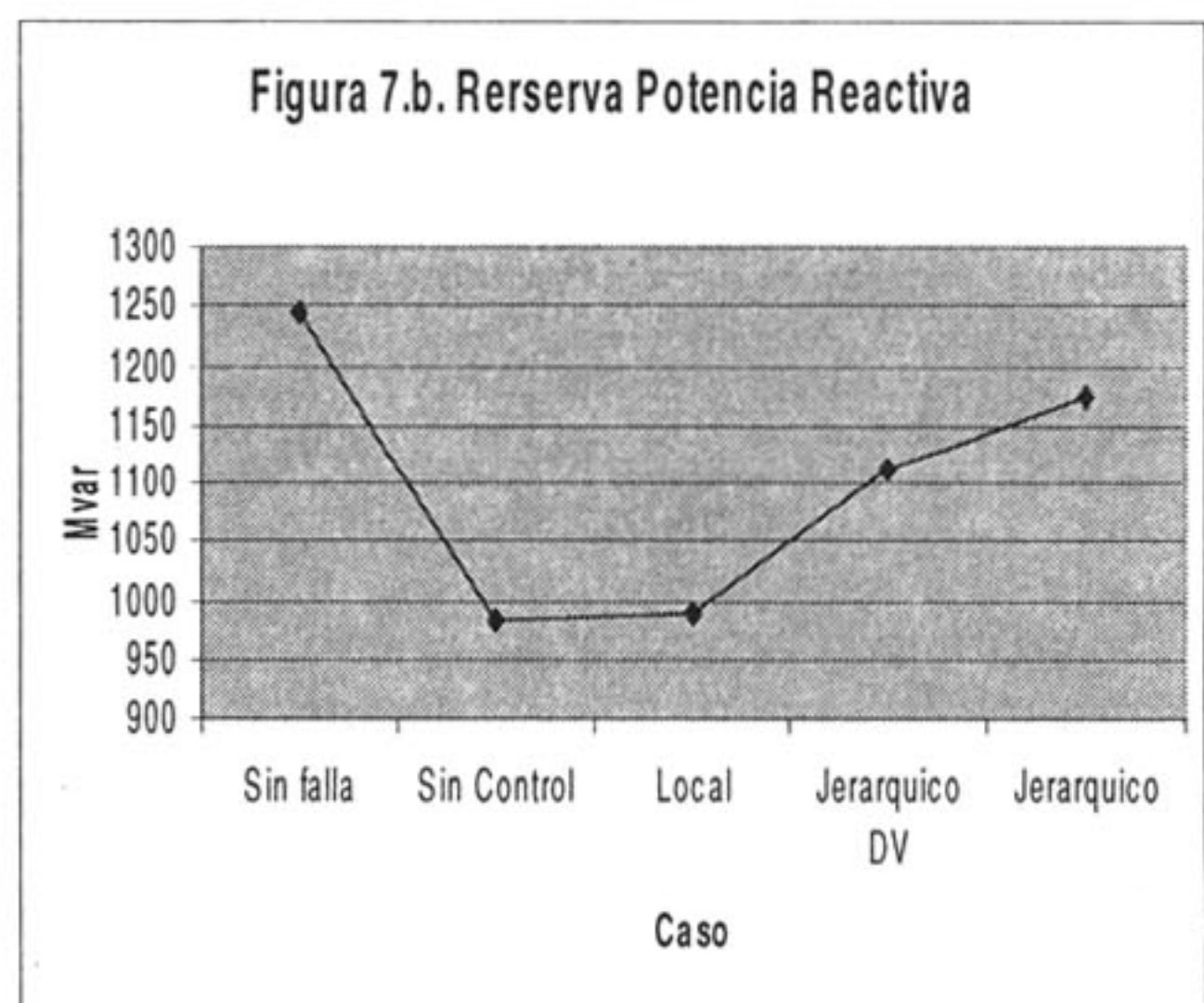


Figura 7a. Reserva Potencia Reactiva

Este hecho también se refleja en el coste de la operación del sistema eléctrico, el cual alcanza un valor de U\$ 3900 dólares sin considerar la función D/V contra U\$4300 dólares con D/V. Con sólo el control primario o sin control los costos son similares, el cual

está entorno a U\$ 5000 dólares, ver figura 7.c. Las pérdidas de potencia activa del sistema oscilan alrededor 40 MW, tal como se presenta en la figura 7.d.

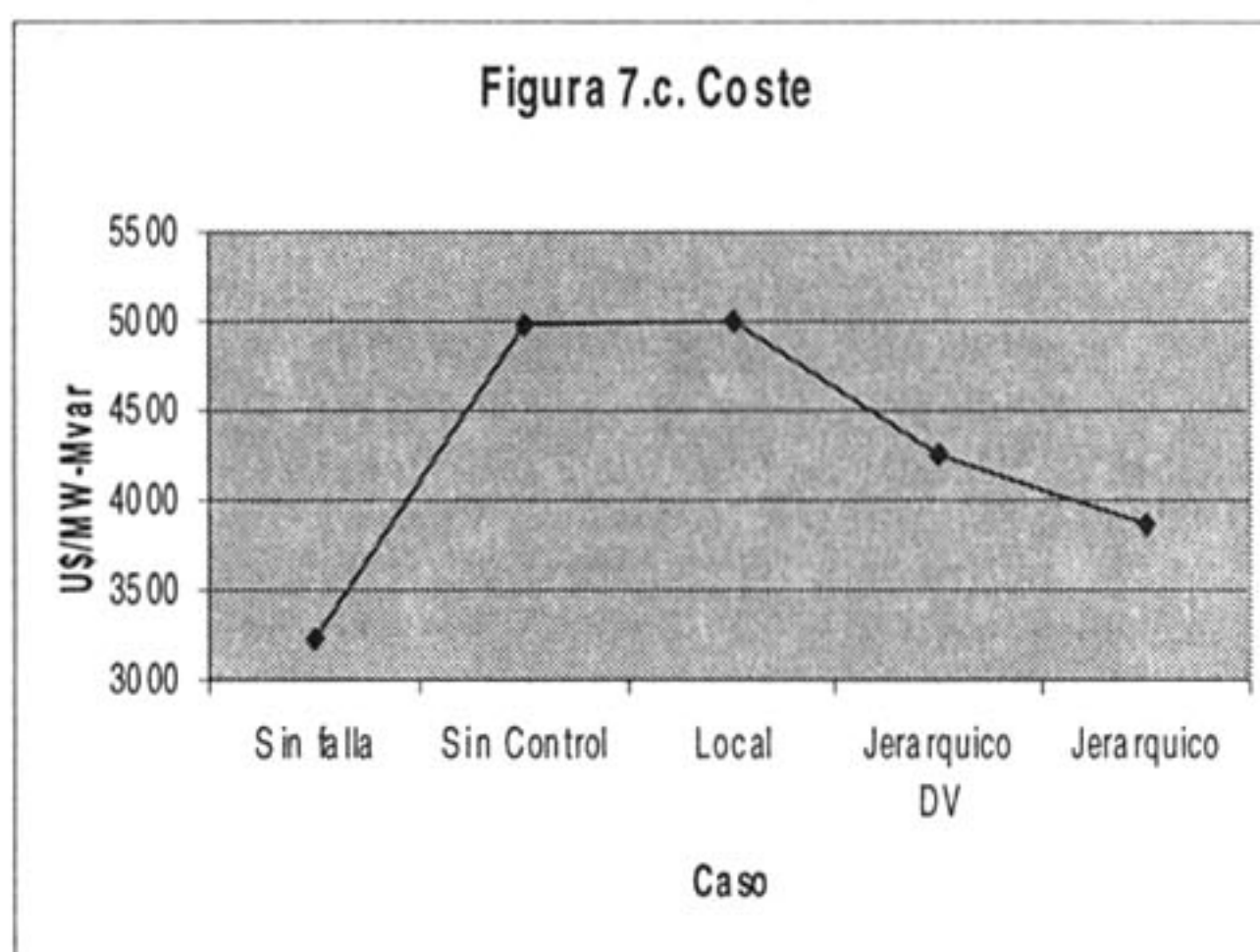


Figura 7c. Coste

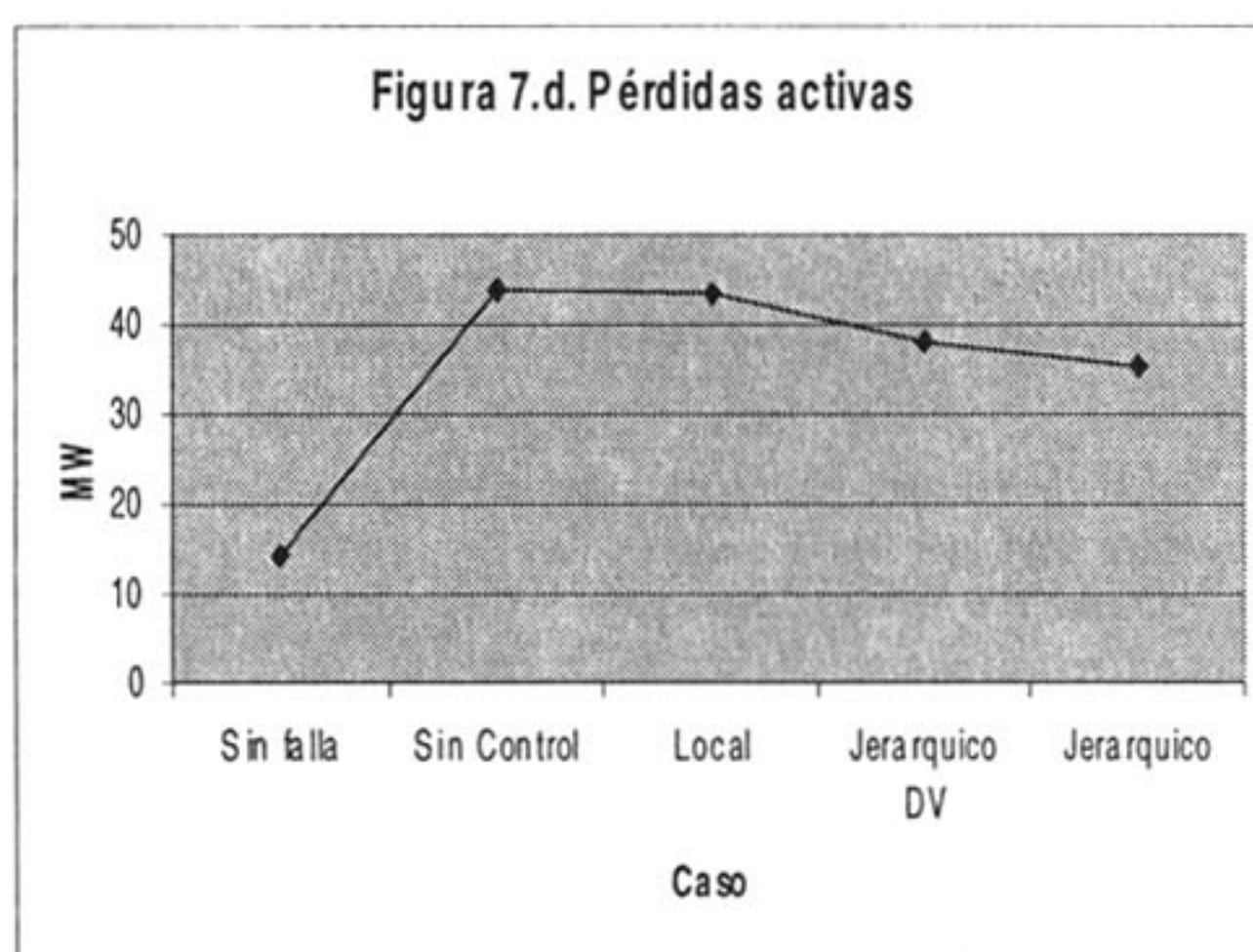


Figura 7d. Pérdidas activas

5. CONCLUSIONES

El control jerárquico de tensión y potencia reactiva permite mantener no sólo un perfil de tensiones objetivo sino que contribuye a aumentar el margen de potencia reactiva y con ello aumentar el margen de potencia reactiva del sistema [8].

La función D/V puede ser útil en caso de contingencias o cambios bruscos de tensión lo cual disminuye el número de iteraciones requerida por el control, sin deteriorar las tensiones del sistema y optimizar la potencia reactiva del sistema eléctrico a un valor razonable. Un menor número de iteraciones requerido por el control en condiciones de contingencia libera el esfuerzo de control ante una posible segunda

contingencia. El aumento del margen de reserva de potencia reactiva contribuye con la robustez del sistema de control ante condiciones de colapso de tensión.

El VQC es un dispositivo de control que es flexible en su implementación y permite la coordinación de elementos discretos de potencia reactiva con elementos de control continuo (plantas de control).

El control jerárquico distribuido no indispone el control de tensión aún con la pérdida de comunicación. En caso de sólo tener el control primario, ejercido por las plantas de control y el VQC, es una ganancia para el manejo de tensión y la reserva de potencia reactiva. La estrategia de control y potencia reactiva propuesta permite coordinar y optimizar los recursos de potencia reactiva en el sistema y con ello disminuir los costos de operación asociados con el servicio complementario de control de tensión. Definitivamente para enfrentar el estrés de la red eléctrica se requiere de un control jerárquico distribuido y así permitir una operación más confiable y segura para el sistema eléctrico.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1.]P. Pruvot, C. Launay, "Recent Developments and Researches at EDF for Improvement of Voltage Control", 1992 CIGRE Conference, París pag. 177 – 186.
- [2.]V. Arcidiacono, S. Corsi, A. Natale, C. Raffaelli, V. Menditto; "New Developments in the application of ENEL Transmission System Voltage and Reactive Power Automatic Control". *Cigre* 38/39 - 06, September 1990. pag. 1-7.
- [3.]De la Fuente J., "Configuración del Control Jerárquico de Tensiones en un Sistema de Energía Eléctrica", Tesis doctoral Universidad Pontificia Comillas, Madrid 1997.
- [4.]Vargas M.. Javier, "Manejo de Potencia Reactiva en Sistemas de Potencia Eléctrica", Proyecto de Tesis doctoral Universidad Politécnica de Valencia., Valencia.
- [5.]S. Koishikawa, S. Ohsaka, M. Susuki, T. Michigami & M. Akimoto; "Advanced Control of Reactive Power Supply Enhancing Voltage Stability of a Bulk Power Transmission System and a New Scheme of Monitor on Voltage Security", *Cigre* 38/39-01, September 1990. pag. 1-8.
- [6.]M. Canal, G. P. Arbeláez; "Voltage Reactive Power Control Strategy in the Colombian Transmission

System, Control, Philosophy, Application and Implementation". SEPOPE 1998. Pag 1-8.

[7.]C. W. Taylor; "Power System Voltage Stability", (McGraw-Hill, 1994, 1st edn.)

[8.]P. Kundur; "Power System Stability and Control", (McGraw-Hill, 1994, 1st edn.)

Carlos Alvarez Bel. PhD, MsC, en Ingeniería Eléctrica. Se desempeña como catedrático en el departamento de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica de Valencia. P.O.Box: 22012, 46071 Valencia, España. calvarez@die.upv.es



AUTORES



Javier Vargas Marín. Msc Ingeniería eléctrica, Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil, 1994. Candidato a PhD en Ingeniería Automática y Control, Universidad Politécnica de Valencia, España. Trabaja para ISA desde 1887, actualmente se desempeña como ingeniero

especialista del CND. Calle 12 sur 18-162, teléfono 57-4-3157952, Medellín, jvargas@isa.com.co

José Luis Navarro. PhD en Ingeniería Automática y Control, Universidad Politécnica de Valencia, España. Se desempeña como profesor del Departamento de Sistemas y automática. P.O.Box: 22012, 46071 Valencia, España. Teléfono 34-96-3879573. joseluis@isa.upv.es

Muchas personas se pierden las pequeñas alegrías mientras aguardan la gran felicidad

(Pearl S. Buck)
