

MANEJO DE RESERVA DE POTENCIA REACTIVA MEDIANTE UN SISTEMA DE CONTROL JERÁRQUICO DISTRIBUIDO

RESUMEN

El artículo presenta un control jerárquico de control distribuido usado en la regulación y seguridad de tensión en sistemas eléctricos de potencia, el cual considera diferentes fuentes de potencia reactiva. El manejo de fuentes discretas de potencia reactiva son coordinados mediante el Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQC). Se estudia el margen de reserva de potencia reactiva y el mecanismo para aumentarlo y con ello la estabilidad de voltaje. Los resultados son evaluados en el sistema eléctrico Colombiano.

PALABRAS CLAVES: VQC, control jerárquico de tensión, margen de potencia reactiva.

ABSTRACT

The article presents a distributed hierarchical control used in regulation and security voltage, which take in consideration different kinds of reactive surges. Also is presented a Voltage Reactive Control (VQC) which control reactive discrete elements. Besides is analyzed the reactive power margin and the way to increase the voltage stability. The results are assessed in the Colombian Electrical Power System.

KEYWORDS: VQC, distributed hierarchical control, voltage control, reactive power margin.

1. INTRODUCCIÓN

El presente artículo está enfocado a la regulación y la seguridad de tensión en sistemas eléctricos de potencia, mediante la propuesta de un sistema de control jerárquico distribuido, el cual considera la coordinación de fuentes dinámicas de potencia reactiva (plantas de control) con fuentes discretas de compensación reactiva, a través de un control de tensión de potencia reactiva denominado VQC. Además, se muestra como se puede aumentar el margen de potencia reactiva en las plantas de control y con ello la estabilidad 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 presenta la filosofía y la estrategia del control VQC; la evaluación de la propuesta se lleva a cabo mediante los resultados obtenidos en un sistema ejemplo de ocho barras, que representa el sistema de la costa a 500 kV Colombiano, 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 la potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia, la cual 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].

CARLOS ÁLVAREZ
Dpto. Eléctrica UPV
Valencia, España
calvarez@die.upv.es

JOSÉ LUIS NAVARRO
DISCA, UPV
Valencia, España
joseluis@isa.upv.es

JAVIER VARGAS MARÍN
CND - ISA,
Medellín, Colombia
jvargas@isa.com.co

La figura 1 describe la Estructura jerárquica del control de tensión y manejo de la reserva de potencia reactiva, en el cual se observa como 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 las barras pilotos, mediante la regulación de las tensiones en las barras de las plantas de control: generación, compensador estático (SVC) y condensador sincrónico (CS); inmersos en el área eléctrica regional, por medio de la tensión de referencia (V_{ref}). El control secundario tiene la función de redistribuir la potencia reactiva de las plantas de control con las fuentes de compensación estática, para optimizar la reserva de potencia reactiva en dichas plantas.

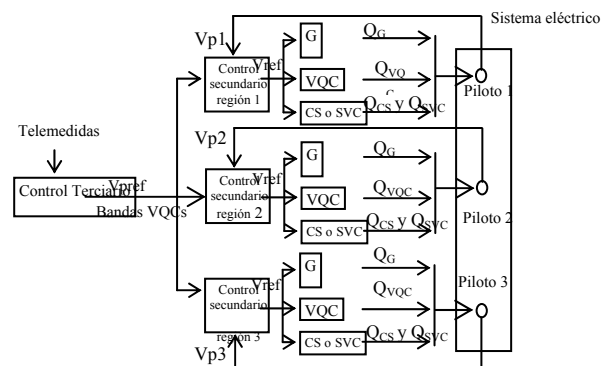


Figura 1. Estructura jerárquica de tensión y potencia reactiva. De acuerdo al valor V_{ref} , las plantas de control, inyectan o absorben potencia reactiva en la red de transmisión (Q_G), (Q_{CS}) o (Q_{SVC}), respectivamente. El control secundario como interfaz entre el control superior e inferior, transmite las bandas de

operación a los VQCs. Finalmente el control primario, está integrada 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 óptimo considerando el aspecto económico (minimización de pérdidas activas) y de la seguridad del sistema eléctrico (maximización de reserva de potencia reactiva). 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 (sin reserva de potencia reactiva) y aumenta alrededor del 45% la reserva de potencia reactiva.

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

Sujeto a:

$$\begin{aligned} V_l \text{min} &\leq V_l + B_s \Delta V_a \leq V_l \text{max} \\ V_a \text{min} &\leq V_a + \Delta V_a \leq V_a \text{max} \\ Q_a \text{min} &\leq Q_a + A_s \Delta V_a \leq Q_a \text{max} \end{aligned}$$

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 la barra de alta de las plantas de control;

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

$V_a \text{min}, V_a \text{max}, V_l \text{min}, V_l \text{max}$, límites de tensión en las plantas de control y las barras de demanda;

$Q_a \text{min}, Q_a \text{max}$, 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 ente 15 minutos y una hora.

El control secundario de tensión, de tipo automático; por un lado, mantiene las tensiones objetivo en las barras pilotos; y por otro lado, redistribuye la generación de potencia reactiva en el área entre plantas de control y las fuentes de compensación estática. Su dinámica está alrededor de 10 segundos para la regulación de las tensiones objetivo y de uno a cinco minutos para la redistribución de potencia reactiva, respectivamente.

Para aumentar la reserva de potencia reactiva, se requiere de la coordinación de todos los VQCs dentro de una misma área eléctrica por un nivel superior, para conmutar sus respectivos

elementos de compensación paralela. 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:

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

Sujeto a:

$$\begin{aligned} -\Delta V_a \text{min} &\leq \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq \Delta V_a \text{max} \\ V_a \text{min} &\leq V_a(k) + \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq V_a \text{max} \\ Q_a \text{min} &\leq Q_a(k) + \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq Q_a \text{max} \\ V_s \text{min} &\leq V_s(k) + C_{vs} \Delta k V_a \text{ref}(k) \leq V_s \text{max} \end{aligned}$$

Donde:

k , identifica el paso de integración

α_s , coeficiente que imprime la dinámica al control

q_{os} , ponderación del término de la reserva de potencia reactiva y la regulación de la tensión en las barras pilotos

$V_a(k), V_a \text{ref}(k), V_p(k), V_p \text{ref}(k)$, módulos de tensión y de referencia de las barras de las plantas de control y barras pilotos en el paso k

$Q_a(k)$ vector con los valores de generación de potencia reactiva en las plantas de control en el paso k .

CB_s , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en las consignas de tensión de las plantas de control con la tensión en las barras pilotos.

A_s , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en la consigna de tensión de las plantas de control con la potencia reactiva experimentada en la misma planta

C_{vs} , matriz de sensibilidad que relaciona los cambios en la tensión de las plantas de control con las tensiones de las barras pilotos

$V_a \text{min}, V_a \text{max}$, límites de las tensiones en 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 las plantas de control.

La ley de control relacionada con la optimización y manejo de la reserva de potencia reactiva, en estado estacionario, se lleva a cabo mediante el gradiente de mayor cambio de acuerdo a la matriz de sensibilidad $\Delta V/\Delta Q_g$, propuesta en [4], según la ecuación 3. 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;
- El tipo de control propuesto puede acondicionarse a cualquier sistema eléctrico de potencia independiente del tamaño, y la configuración.

$$\text{Max. } Z = Q_a(k) + M\Delta kV_a\text{ref}(k) \quad (3)$$

Sujeta a:

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

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

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

Donde:

$V_a(k)$, $V_a\text{ref}(k)$, módulo de tensión y valor de referencia de tensión de las plantas de control en el paso k ;

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

M , matriz de sensibilidad $\Delta V/\Delta Q$ que relaciona los cambios en las tensiones donde están los elementos de control discreto (cambia Tap (LTC), reactores y condensadores) con la potencia reactiva experimentadas en las plantas de control;

$V_a\text{min}, V_a\text{max}$

, $Q_a\text{min}, Q_a\text{max}$, límites de tensión y potencia reactiva en 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. El tiempo de respuesta involucrado en esta dinámica es inferior a dos segundos, y del VQC, abarca desde centésimas de segundo hasta uno o dos minutos, con estos tiempos se satisface la hipótesis del desacople temporal de las dinámicas con el control secundario.

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 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 tiene un condensador (C) y una inductancia (L). 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 permiten definir claramente las acciones de control en cada uno de ellas, ver figura 3.

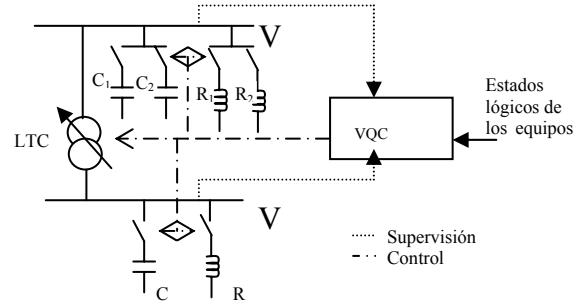


Figura 2: Diagrama unifilar de una subestación con VQC

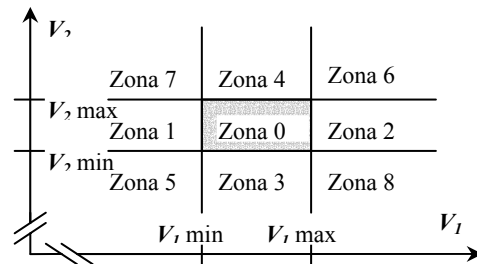


Figura 3. Plano cartesiano control VQC

La zona 0, formada por la intersección de las bandas de operación de ambos niveles de tensión donde no hay lugar a toma de acciones de control;

La secuencia de acciones de control, que se deben ejecutar en cada una de las zonas del VQC, en forma general son: para subir tensiones se desconecta inductancias, conecta condensadores; mientras que para bajar tensión se toman las acciones contrarias.

La expresión general de la tensión corregida V_2 , (V_{cor}), por la conmutación de elementos de compensación estática coordinada con plantas de control adyacentes, está dada por la siguiente expresión 4 [4 y 7]:

$$V_{cor} = V_{med} + (\Delta V/\Delta Q_{cr})\Delta Q_{cr} + K_g\Delta Q_g + K_{cs}\Delta Q_{cs} + K_{svc}\Delta Q_{svc} \quad (4)$$

Donde,

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

$\Delta V/\Delta Q_{cr}$, cambio de tensión en las barras donde se ubica el VQC debido a la inyección o absorción de potencia reactiva;

ΔQ_{cr} , ΔQ_{cs} , ΔQ_g , ΔQ_{svc} , potencia reactiva debido a la capacitancia o inductancia, CS, generador o SVC;

K_g , K_{cs} , K_{svc} , índices de sensibilidad ($\Delta V/\Delta Q$) que representan el cambio de tensión debido a la potencia reactiva de un generador, CS o SVC;

3.1 Definición de la banda del VQC

Las bandas de operación de los VQCs se definen por el control terciario mediante una flujo óptimo de cargas. El ancho de la banda que se adopta es un rango 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 estática, en el punto donde se ubica el VQC. Este criterio equivale a tener una banda alrededor de 5% 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.

Cuando se encuentran plantas de control 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.

4 RESULTADOS

El manejo de tensión y reserva de potencia reactiva se ilustra mediante un caso ejemplo de 8 nudos, el cual representa un equivalente del sistema de la costa a 500 kV que conecta el interior del sistema eléctrico Colombiano con el de 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 en control regional (control secundario y terciario para este caso en particular), ver figura 4.

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.

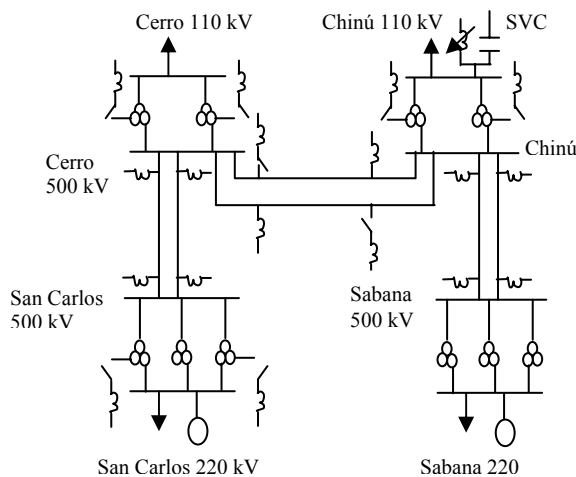


Figura 4. Sistema ejemplo

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. El primer

caso, condición normal de operación, se comparan tres casos: uno el cual no considera ningún tipo de control (Sin control); otra solo con control primario de los VQCs, sin estar coordinados por el control secundario (Local); y el tercer caso, considerando el control jerárquico propuesto (Jerárquico).

En condición normal de operación, la función básica del control secundario es optimizar la reserva de potencia reactiva, manteniendo un perfil de tensión óptimo para la condición operativa, que corresponde a un intercambio de 1000 MW, cerca de límite de estabilidad. El control terciario, con base en un flujo de cargas óptimo, define el perfil óptimo del sistema mediante las tensiones de referencia de los generadores, SVC y las bandas de los VQCs. La figura 5.a presenta el perfil de tensiones en las diferentes barras del sistema para los diferentes casos, donde se puede observar como se obtiene un mejor perfil de tensión considerando el control jerárquico.

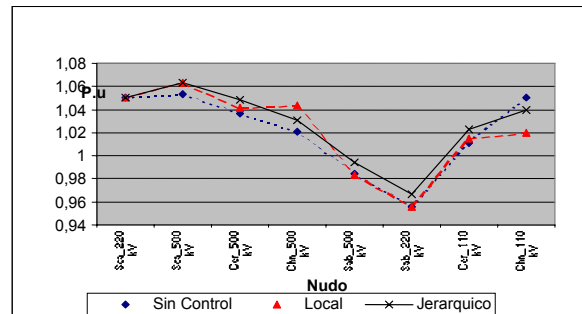


Figura 5.a. Tensiones

La figura 5.b presenta como se gestiona la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico para los diferentes casos. 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 (SVC y generadores), la cual se substituye por la compensación paralela. La reserva de potencia reactiva que se alcanza es de un valor de 1325 Mvar.

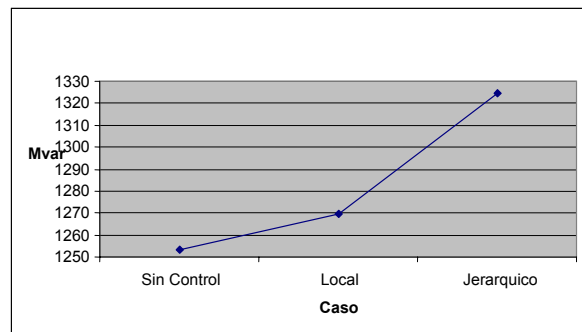


Figura 5.b. Reserva Potencia Reactiva

Considerando solo el control Local la reserva de potencia reactiva (1270 Mvar), y en el caso Sin Control la reserva es (1253 Mvar).

La figura 5.c muestra el costo de la operación del sistema eléctrico, equivalente a la suma de la potencia activa y reactiva generada por las plantas de control. Para el ejemplo, se consideran US\$ 3/MW y US\$ 10/Mvar. Con el control jerárquico se minimiza el costo total de operación a US\$ 3950 dólares, dado que el control reemplaza la generación de potencia reactiva (de

generadores y SVC), por potencia en los elementos de compensación estática; mientras que, solo el control primario (VQCs), en forma no coordinada, el costo es de US\$ 4250 dólares. Sin ningún control el costo se incrementa a US\$ 4390 dólares. Las pérdidas de potencia activa para los casos considerados se mantienen alrededor de 22 MW.

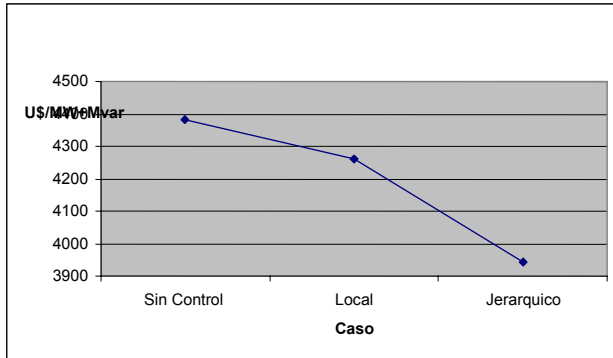


Figura 5.c. Coste de Operación

Con la propuesta de control, La seguridad del sistema se ve reflejada en un incremento de la reserva de potencia reactiva, recursos que se reemplazan con los elementos de compensación paralela. A diferencia de la teoría clásica, la seguridad esta en contraposición al costo total del sistema, debido a que se emplean recursos de generación, lo cual va en decremento del costo asociado, además del incremento de las pérdidas por el desplazamientos adicionales de potencia reactiva.

A continuación se presenta el desempeño de la propuesta de la estrategia de control y potencia reactiva en el sistema de considerando una contingencia de línea, la salida del circuito San Carlos – Cerro 500 kV (ver figura 4). Esta contingencia es la más severa para el sistema eléctrico, cuando se tienen altos intercambios desde San Carlos hacia Sabana (Sistema central a la Costa Norte). Se propone una estrategia de control adicional a la de tensión y potencia reactiva, una función de cambio brusco de tensión (denominado D/V), el cual 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. Este supervisor, lo que hace es detectar un cambio de tensión que sufra el sistema, verbigracia, ante una contingencia. En este caso se evalúa un flujo óptimo de potencia reactiva y se define la nueva condición operativa, tensiones de referencia en generadores, SVC y Bandas de los VQC's.

La figura 6a presenta la evolución de las tensiones del sistema eléctrico, donde sin ningún tipo de control (Sin Control), se presenta las tensiones más bajas. El considerar el control primario, solo VQCs, y sin coordinación con el nivel superior (Local), también presentan tensiones bajas. Los casos con control jerárquico y con función D/V, presentan tensiones muy cercanas al caso sin falla (Caso ideal). Estos se diferencian básicamente por el número de iteraciones, el cual con la función D/V, el control requiere

de 8 iteraciones y sin ésta el control tomaría 32 iteraciones, Ver figura 6.e.

Básicamente la función D/V, evita un mayor número de iteraciones en el funcionamiento del control, lo cual reduce el tiempo de cálculo y reduce acciones de control en los equipos, los cuales se manifiestan en un manejo de potencia reactiva.

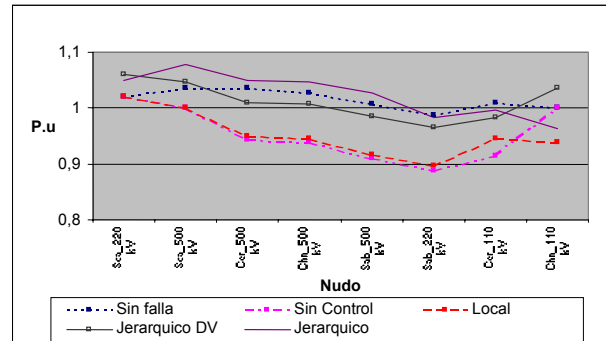


Figura 6.a. Tensiones

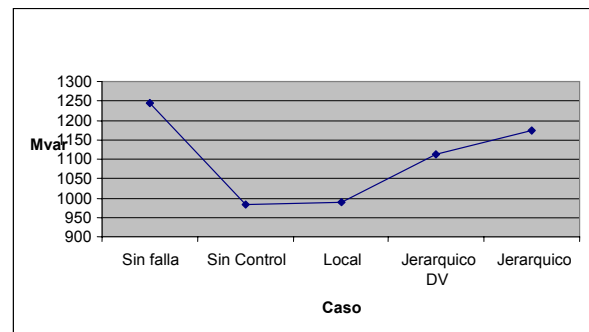


Figura 6.b. Reserva Potencia Reactiva

La reserva de potencia reactiva (ver figura 6.b) en los casos jerárquicos con y sin D/V, es superior a los casos de solo 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 considerar una estrategia de control local, no se aumenta la reserva de potencia reactiva, haciendo que el sistema eléctrico sea más vulnerable a un problema de tensión ante un segundo evento en el sistema.

Este hecho también se refleja en el coste de la operación del sistema eléctrico, la suma de la generación de potencia activa y reactiva por las plantas de control, el cual alcanza un valor de US\$ 3900 dólares sin considerar la función D/V, contra US\$4300 dólares con D/V, debido a que sin D/V se minimiza más la generación de potencia reactiva. El costo del sistema eléctrico con solo el control primario o sin control, los costos son similares y están entorno a US\$ 5000 dólares, ver figura 6.c.

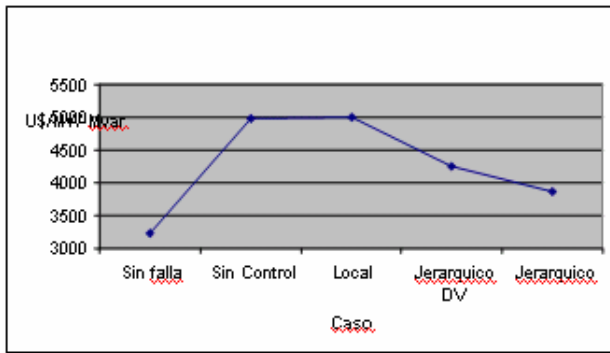


Figura 6.c. Coste

Las pérdidas de potencia activa del sistema oscilan alrededor 40 MW, tal como se presenta en la figura 6.d. con el control jerárquico, se observa un menor valor de pérdidas activa que se explica porque los elementos de compensación estática están próximos al nudo de carga (Sabanalarga).

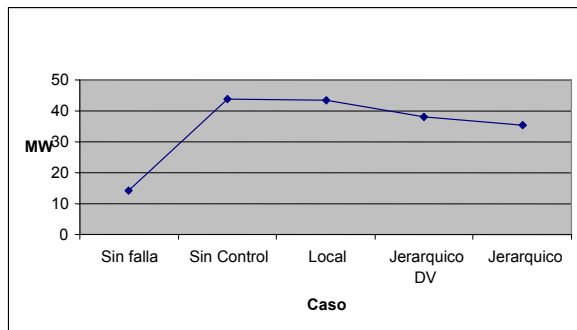


Figura 6.d. Pérdidas activas

El beneficio del control jerárquico considerando la función D/V, se refleja en un menor número de iteraciones, permitiendo optimizar las reserva de potencia reactiva a un coste razonable de operación del sistema, tal como se ilustra en la figura 6.e.

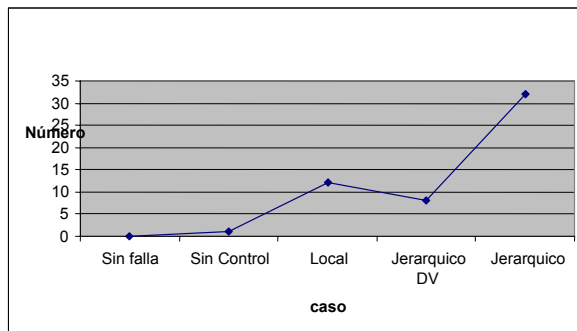


Figura 6.e. Iteraciones

Para ilustrar el funcionamiento de la estrategia de control en un sistema real, correspondiente al sistema Colombiano conformado por 500 nudos en 500 kV, 230 kV, 115 kV y 60 barras de generación. La demanda considerada es de 7500 MW y un intercambio por un solo circuito San Carlos – Cerro de 650 MW. A continuación se presenta la evolución de la tensión en

San Carlos y Chinú dentro de la Banda definida para estos VQC, ver figuras 7 y 8, respectivamente, en una condición normal de operación

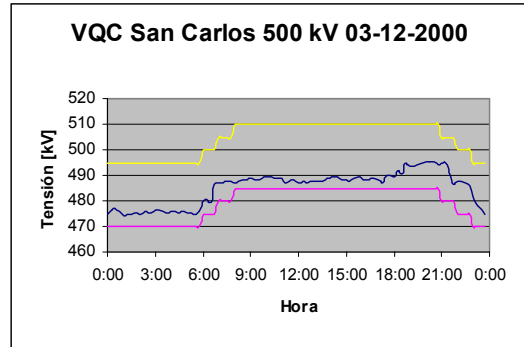


Figura 7. Resultados

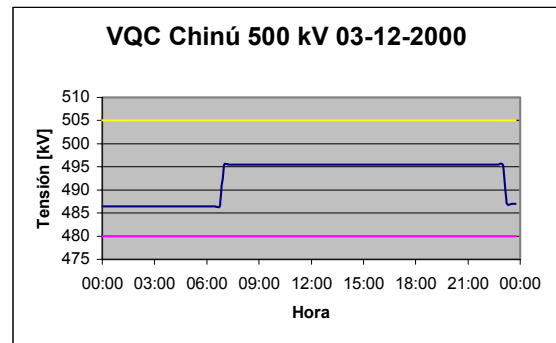


Figura 8. Resultados

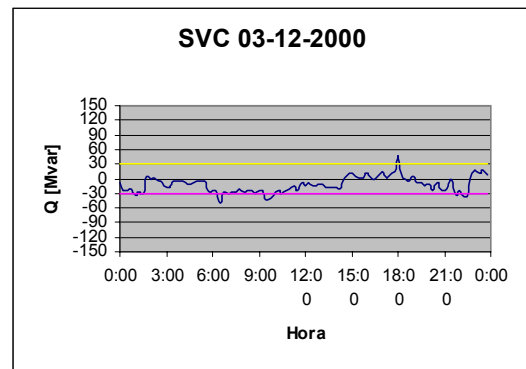


Figura 9. Resultados

La figura 8, muestra como el perfil de tensión en Chinú 500 kV, permanece constante gracias a la acción del SVC de Chinú y como el control secundario mantiene la generación del SVC dentro del rango de 30 Mvar (ver figura 9).

5 CONCLUSIONES

La estrategia de control jerárquico de tensión y potencia reactiva propuesta, permite mantener no solo un perfil de tensiones objetivo, sino que contribuye a aumentan el margen

de potencia reactiva y con ello aumentar el margen estabilidad de tensión del sistema eléctrico [8].

La función D/V, puede ser útil en caso de contingencias o cambios de tensión ante contingencias, 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. El aumento del margen de reserva de potencia reactiva contribuye con la robustez del sistema eléctrico 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 indisponen el control de tensión aún con la pérdida de comunicación. En caso de solo tener el control Local, 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 la generación de potencia reactiva.

La presencia de plantas de control (generadores, SVC o elementos de control continuo de tensión), pueden coordinarse con elementos discretos, lo cual es benéfico para mantener un perfil de tensión óptimo y aumentar un margen de reserva de potencia reactiva.

Definitivamente para enfrentar el estrés de las redes de transmisión, 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 EN EL 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.)