

Ajuste Coordinado de Controladores de Sistemas Eléctricos de Potencia para Mejora de la Estabilidad Angular y de Tensión usando Algoritmos Genéticos

Manuel L. Sosa Ríos

ITAIPU Binacional, Hernandarias, Alto Paraná, Paraguay, sosar@itaipu.gov.py
Facultad Politécnica de la Universidad Nacional del Este, Alto Paraná, Paraguay, mlrs@fpune.edu.py

Enrique R. Chaparro Viveros

ITAIPU Binacional, Hernandarias, Alto Paraná, Paraguay, cver@itaipu.gov.py
Facultad Politécnica de la Universidad Nacional del Este, Alto Paraná, Paraguay, enriquerchv@fpune.edu.py

ABSTRACT

This paper proposes a coordinated tuning methodology based on Genetic Algorithms (*GA*), to find optimal values for Automatic Voltage Regulator (*AVR*) and Power System Stabilizers (*PSS*) parameters, which control the excitation system of each generator unit from a multi-machine Electric Power System (*EPS*); and simultaneously, to optimize the parameters of a group of Static Var Compensators (*SVC*). The *AVR* and *PSS* reduce rapidly electromechanical oscillations, while the *SVC* improve the voltage profile of the *EPS*. The parameters considered for tuning are: the *AVR* and *PSS* gains, as well as the parameters from the *PSS* compensation blocks, and the dynamic parameters of the *SVC* regulator block. The *GA* were used because of its well known efficacy for global optimization of complex mathematical functions, which represent the physical performance of real dynamic systems. The coordinated tuning procedure was applied on a medium size *EPS*, obtaining satisfactory numerical results, that show the efficacy of the proposed methodology.

Keywords: Coordinated Tuning, Excitation System Controllers of Generators, Reactive Compensation, Angular and Voltage Stability.

RESUMEN

Este trabajo propone una metodología de ajuste coordinado, basado en Algoritmos Genéticos (*AG*), para optimizar los parámetros del Regulador Automático de Tensión (*RAT*) y del Estabilizador de Sistemas de Potencia (*ESP*), que controlan al sistema de excitación de cada generador, perteneciente a un Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) multi-máquinas; y simultáneamente, los parámetros de un grupo de Compensadores Estáticos de Reactivos (*CER*). El *RAT* y el *ESP* reducen rápidamente las oscilaciones electromecánicas, mientras que el *CER* mejora el perfil de tensión de todo el *SEP*. Los parámetros considerados para el ajuste son: la ganancia del *RAT* y del *ESP*, los parámetros del bloque de compensación del *ESP* y los parámetros dinámicos del *CER*. El *AG* fue utilizado debido a su comprobada eficacia en optimización global de funciones matemáticas complejas, que representan el desempeño físico de sistemas dinámicos reales. El procedimiento de ajuste coordinado fue aplicado a un *SEP* de medio porte, obteniendo resultados numéricos satisfactorios, que muestran la eficacia de la metodología propuesta.

Palabras claves: Ajuste Coordinado, Controladores del Sistema de Excitación de Generadores, Compensación de Reactivos, Estabilidad Angular y de Tensión.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente los centros de generación y de consumo de los *SEP* están altamente interconectados. Esta topología permite un aumento en la confiabilidad del sistema, porque ofrece diversas vías alternativas de suministro de energía, ante indisponibilidad de alguna fuente o línea de transmisión importante. A pesar de la alta confiabilidad, las múltiples interconexiones disminuyen la distancia eléctrica entre subestaciones, de tal forma que cualquier perturbación afecta, con determinada intensidad, a subestaciones vecinas (Kundur, 1993). Además, por causa del incremento progresivo de la demanda, los *SEP* operan próximos a sus límites de carga, de tal forma que los equipamientos del sistema están altamente solicitados, debido a frecuentes oscilaciones de magnitudes eléctricas, causadas por disturbios e incrementos variables de la demanda.

Las oscilaciones electromecánicas, que están asociadas a variaciones de la potencia activa y del ángulo del rotor del generador, son amortiguadas por el *ESP* y el *RAT*, localizados en el sistema de excitación de cada generador de un determinado *SEP*. La función del *RAT* es mantener el módulo de la tensión del estator de la máquina, dentro de valores permitidos, mientras que el *ESP* proporciona una señal complementaria a la tensión de referencia (V_{REF}) del *RAT*, consiguiendo que variaciones en la velocidad angular del rotor, asociado al generador, estén en fase con variaciones de la tensión (Kundur, 1993).

Sin embargo, el *RAT* de cada generador no corrige el perfil de tensión de todo el *SEP*. Para esto, se utiliza el *CER*, que es un dispositivo FACTS utilizado ampliamente por su rapidez de actuación y economía de instalación, como fuente de compensación de reactivos, inyectando al *SEP* la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión, en la subestación donde el *CER* está instalado, y a su vez regular la tensión de las subestaciones vecinas (Kundur, 1993; Moghavvemi, 2000; Gyugi, 1988). En el presente trabajo, la curva de sensibilidad $Q-V$ fue utilizada para localizar un determinado grupo de *CER* en el *SEP*.

La metodología de ajuste coordinado de los parámetros del *ESP*, del *RAT* y del *CER* fue desarrollada, enfocando un problema de planeamiento de la operación y de la expansión, considerando simultáneamente un conjunto pre-establecido de condiciones críticas de operación. El procedimiento propuesto está basado en los *AG*, debido a su eficacia para encontrar óptimos globales de funciones matemáticas complejas y multi-variables, que representan sistemas dinámicos reales (Goldberg, 1989). Ya fueron desarrolladas metodologías de ajuste coordinado de parámetros del *RAT* y del *ESP*, utilizando métodos numéricos (Bourlès et al., 1998; Heniche, 1995), técnicas metaheurísticas (El-Zonkoly, 2005; Viveros, 2007; Marinho, 1998), y ha sido descrita, en trabajos recientes, las ventajas de los *ESP* y de los compensadores estáticos en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas (Cheng, 1990; Lei et al., 2001), aplicando el ajuste coordinado a un área de estabilidad específica. Sin embargo, con el procedimiento de ajuste coordinado propuesto, similar al propuesto por (Viveros, 2007), se pretende aumentar simultáneamente la estabilidad angular y de tensión.

En el algoritmo propuesto, los parámetros de los controladores considerados en el procedimiento de ajuste son: la ganancia del *RAT*, la ganancia y las constantes de tiempo del bloque de compensación del *ESP*, la ganancia y la constante de tiempo del regulador automático de tensión del *CER*. Los valores límites de compensación de reactivos, así como también el valor de la tensión de referencia, asociados a cada *CER*, fueron ajustados previamente a través de la técnica descrita en (Sosa, 2011).

Con la finalidad de evaluar el desempeño del algoritmo implementado, la metodología de ajuste coordinado propuesta fue aplicada sobre un *SEP* de medio porte, obteniendo resultados numéricos satisfactorios, mostrando la eficacia de la referida técnica de ajuste.

2. MODELOS MATEMÁTICOS

Se describen los modelos matemáticos considerados, para representar los controladores del sistema de excitación de cada generador y el modelo dinámico del *CER*, utilizados en este trabajo.

2.1 MODELO DEL RAT

Fue montada una variante del RAT, derivado del modelo ST1A (IEEE, 1980), cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 1.

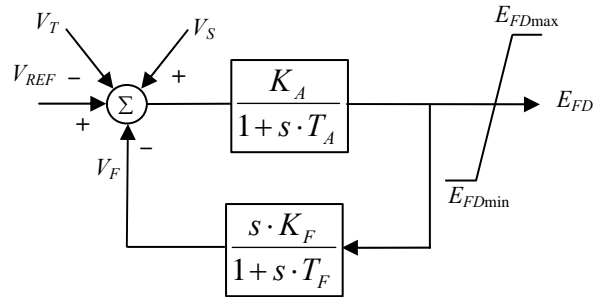


Figura 1: Modelo del RAT

El parámetro que deberá ser ajustado corresponde a la ganancia del RAT, K_A . La constante de tiempo del regulador T_A , es conocida y su valor es fijado en 0,05 s (valor promedio comúnmente utilizado en las usinas de generación). Los valores de la ganancia K_F , son pequeños y se encuentran en el intervalo 0,02–0,06 p.u. y la constante de tiempo T_F es normalmente mantenida invariable y cerca de 1 s (IEEE, 1980).

2.2 MODELO DEL ESP

El modelo del ESP, asociado a cada generador, se muestra en la Figura 2. La señal de entrada corresponde a la velocidad angular del rotor, ω . En la Figura 2, también se describen las expresiones de las constantes de tiempo de los bloques de compensación, donde α corresponde al cociente entre T_1 y T_2 . El valor exacto de la constante de tiempo del bloque washout T_w , no es crítico y puede asumir valores en el intervalo 3–10 s, siendo fijado en $T_w=3s$. De esta manera, los parámetros del ESP, que deberán ser ajustados por el procedimiento propuesto son: K_S , α y ω . La señal de salida del ESP, V_S , corresponde a la señal de entrada del RAT, como ilustra la Figura 1.

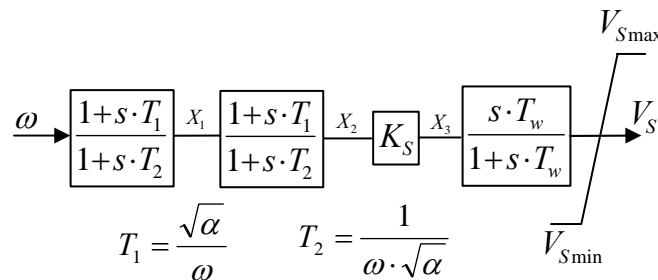


Figura 2: Modelo del ESP

2.3 MODELO DINÁMICO DEL CER

El diagrama de bloques considerado, que representa al modelo del CER, es descrito en la Figura 3.

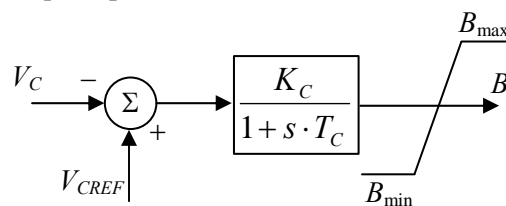


Figura 3: Modelo Dinámico del CER

La señal de entrada V_C , corresponde a la tensión de la subestación que está siendo controlada, la cual es comparada con la tensión de referencia del regulador automático del compensador, V_{CREF} . La señal de error, que resulta de esta comparación, pasa por el bloque de primer orden constituido por la ganancia del regulador de tensión del CER, K_C , y por la constante de tiempo T_C . La señal de salida B , es la susceptancia variable del compensador con la cual se calcula la potencia reactiva necesaria que será inyectada al SEP. La susceptancia B es previamente comparada con valores mínimos y máximos pre-especificados: B_{\min} y B_{\max} . Los valores V_{CREF} , B_{\max} y B_{\min} corresponden a los parámetros de régimen permanente del CER y fueron ajustados de acuerdo a la metodología descrita en (Sosa, 2011).

2.4 MODELO MATEMÁTICO DEL SEP

El modelo matemático del SEP, adoptado en el estudio de transitorios electromecánicos, es representado a través de ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden, que describen el desempeño dinámico de los generadores síncronos y de los compensadores estáticos instalados, y de ecuaciones algebraicas, las cuales determinan el estado de la red eléctrica en régimen permanente y las relaciones de potencia entre los generadores y las correspondientes *barras terminales*, asociadas a las subestaciones de elevación del nivel de tensión de la generación para la transmisión (Kundur, 1993).

Para estudios de estabilidad de pequeña señal, el desempeño del SEP, alrededor de un determinado punto de operación, es linealizado, resultando en una expresión de *espacio de estado* descrita en la ecuación matricial (1).

$$\begin{bmatrix} \frac{dx}{dt} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (1)$$

La matriz de la ecuación (1) es denominada *Jacobiano Expandido*. En dicha matriz, la submatriz \mathbf{J}_1 contiene los coeficientes asociados a todas las variables de estado correspondientes a los generadores síncronos y a sus controladores del sistema de excitación, así como aquéllos asociados a los compensadores estáticos del SEP. El resto de las submatrices, \mathbf{J}_2 y \mathbf{J}_3 , relacionan el desempeño de los generadores y de los compensadores estáticos con la red, y las componentes de la submatriz \mathbf{J}_4 provienen de las ecuaciones algebraicas que describen el desempeño de la red, en régimen permanente. Las expresiones matemáticas de *espacio de estado* que resultan de los modelos del RAT, del ESP y del CER son las siguientes:

$$\dot{E}_{FD} = \left(V_S + V_{REF} - V_{TR} - V_{TI} - E_{FD} \cdot \frac{K_F}{T_F} \right) \cdot \frac{K_A}{T_A} - \frac{E_{FD}}{T_A} \quad (2)$$

$$\dot{X}_1 = -\frac{1}{T_2} \cdot X_1 + \left(\frac{T_2 - T_1}{T_2^2} \right) \cdot \omega \quad (3)$$

$$\dot{X}_2 = -\frac{1}{T_2} \cdot X_2 + \left(\frac{T_2 - T_1}{T_2^2} \right) \cdot X_1 \quad (4)$$

$$X_3 = K_S \cdot X_2 \quad (5)$$

$$\dot{B} = -\frac{1}{T_C} \cdot B + \frac{K_C}{T_C} \cdot V_{CREF} \quad (6)$$

Los coeficientes de las ecuaciones de estado (2), (3), (4), (5) y (6), que se encuentran en la submatriz \mathbf{J}_1 , son alterados por la metodología de ajuste coordinado propuesta. En la ecuación (2), V_{TR} y V_{TI} representan las partes real e imaginaria, respectivamente, de la tensión terminal del generador.

3. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE AJUSTE COORDINADO

El problema de ajuste coordinado de parámetros de los referidos controladores, del sistema de excitación de cada generador y del grupo de compensadores estáticos, consiste en satisfacer determinados requerimientos de desempeño del *SEP*, considerando diversas condiciones críticas de operación. Los requerimientos de desempeño, que los *RAT* y *ESP* deben satisfacer, son los siguientes (Kundur, 1993):

- Adecuado nivel de tensión terminal de los generadores en régimen permanente;
- Adecuado desempeño transitorio en el caso de grandes disturbios;
- Adecuado comportamiento transitorio en el caso de pequeñas perturbaciones.

Además, los requerimientos de desempeño, que deben ser satisfechos por el conjunto de *CER* son:

- Compensación de reactivos en caso de grandes disturbios;
- Adecuado perfil de tensión post-disturbio para todas las subestaciones del *SEP*.

Por lo tanto, para que los controladores descritos satisfagan estos criterios, fue desarrollado un procedimiento de ajuste coordinado basado en los *AG*.

La ecuación matricial (1) fue obtenida de la linealización en cada condición de operación pre-establecida. Sin embargo, todos los parámetros de los controladores del sistema de excitación de cada generador, así como aquellos correspondientes a los compensadores estáticos, calculados a través de la metodología de ajuste coordinado propuesta, son considerados en cada condición de operación, para la obtención de la *matriz de malla cerrada* a través de la *reducción gaussiana* (Kundur, 1993). En las secciones siguientes, se describe en detalle el procedimiento de ajuste coordinado implementado.

Utilizando la técnica de Análisis Modal, son calculados todos los autovalores de la *matriz de malla cerrada*, asociada a cada condición de operación. Luego, estos autovalores son utilizados para el cálculo del coeficiente de amortiguamiento, ζ_i , tal que $i \in \{1, 2, \dots, m \times n\}$ | m y n , son la dimensión de la matriz de *malla cerrada* y el número de condiciones de operación, respectivamente. En este caso, el mínimo coeficiente de amortiguamiento calculado, ζ_{\min} , considerando todas las condiciones de operación pre-establecidas, constituye el índice de evaluación de la estabilidad del sistema.

3.1 CODIFICACIÓN Y VECTOR DE SOLUCIONES

Cada solución factible es representada a través de un vector de números reales, tal como se muestra en la Figura 4.

$$[K_{S1} | \alpha_1 | \omega_1 | \dots | K_{Sp} | \alpha_p | \omega_p | K_{A1} | \dots | K_{Aq} | K_{C1} | T_{C1} | \dots | K_{Cb} | T_{Cb}]$$

Figura 4: Estructura de la Solución

En la Figura 4, los parámetros del i -ésimo *ESP* son los siguientes: K_{Si} , α_i , y ω_i , referidos a la ganancia del *ESP* y a las variables asociadas al bloque de compensación, respectivamente, donde $i \in \{1, 2, \dots, p\}$ | p , es el número de estabilizadores considerados en el ajuste. Además, se consideran en el ajuste las ganancias de los *RAT*, K_{Aj} , donde $j \in \{1, 2, \dots, q\}$ | q , es la cantidad de *RAT* que se tendrán en cuenta, y finalmente, los parámetros de cada *CER*, que serán optimizados son K_{Cr} y T_{Cr} , donde $r \in \{1, 2, \dots, b\}$ | b , es el número de subestaciones en donde será instalado un determinado *CER*.

3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

El procedimiento de cálculo de la función objetivo (*Fitness*) que el *AG* debe maximizar es el siguiente:

- i) Para cada condición de operación, se obtiene el k -ésimo *Jacobiano Expandido*, J_k , donde $k \in \{1, 2, \dots, m\}$ | m , es la cantidad de condiciones críticas de operación, del *SEP*, consideradas para el ajuste;
- ii) Aplicando la técnica de *reducción gaussiana*, se obtiene la k -ésima matriz de estado de malla cerrada A_k , proveniente del correspondiente J_k . Cada matriz de estado A_k , posee una dimensión $n \times n$;

iii) De cada matriz de estado A_k , se obtienen los n autovalores asociados, utilizando el método QR , calculándose seguidamente, el correspondiente coeficiente de amortiguamiento ζ_{ij} , tal que $ij \in \{1, 2, \dots, m \times n\}$.

Entonces, habiendo realizado el procedimiento de cálculo anterior para cada solución, se calcula el *Fitness* F_{ii} donde $ii \in \{1, 2, \dots, N\} | N$, es el número de vectores solución (tamaño de la población), manipulados por el AG . El valor de F_{ii} es calculado de la siguiente manera:

$$F_{ii} = \min\{\zeta_1 \quad \zeta_2 \quad \dots \quad \zeta_{m \times n-1} \quad \zeta_{m \times n}\} \quad (7)$$

De esa manera, el objetivo de la metodología propuesta de ajuste coordinado, consiste en maximizar el valor mínimo del coeficiente de amortiguamiento, obtenido según la expresión matemática (7).

3.3 POBLACIÓN INICIAL DEL AG

La población inicial de soluciones factibles es creada de la siguiente manera:

- $N-1$ soluciones son generadas aleatoriamente, satisfaciendo los límites mínimos y máximos de los parámetros asociados a cada dispositivo controlador. Los límites de cada parámetro son dados por la ecuación (8):

$$\begin{aligned} 1 \leq K_s \leq 20 \text{ p.u.} & & 50 \leq K_A \leq 300 \text{ p.u.} \\ 0,1 \leq \alpha \leq 10 & & 5 \leq K_C \leq 200 \text{ p.u.} \\ 0,4\pi \leq \omega \leq 16\pi \text{ rad / s} & & 0,01 \leq T_C \leq 1 \text{ s} \end{aligned} \quad (8)$$

- La solución inicial restante es determinada aplicando el *Criterio de Nyquist* para el ajuste del *ESP*, tal como es ilustrada en (Martins, 1989). El valor de la ganancia del *RAT* se mantiene en 100 p.u., y los parámetros del *CER* son fijados en valores padrones, tal como $K_C = 100$ p.u. y $T_C = 0,01$ s.

3.4 OPERADORES PROBABILÍSTICOS DEL AG

Los operadores probabilísticos, del AG , implementados en el presente trabajo son descritos a continuación:

- Selección. Utiliza el método de Torneo Estocástico, que considera 4 soluciones, escogidas al azar. De ese conjunto, se escoge aquella solución que posee el *Fitness* mayor. Este operador se aplica N veces;
- Cruzamiento. Se utiliza el método de dos puntos de corte, donde los parámetros que serán intercambiados, son aquellos que se encuentran entre los puntos de corte. Los puntos que dividen al vector solución, se determinan aleatoriamente. Con este operador se obtienen dos nuevos vectores solución, a partir del par de soluciones seleccionadas anteriormente. El operador de cruzamiento será ejecutado según la probabilidad de cruzamiento $p_{cruzamiento} = 0,6$;
- Mutación. Cada vector solución posee una dimensión igual a $p + q + b$, tal como indica la Figura 4. Entonces, las $N \times (p + q + b)$ componentes, considerando todos los vectores solución, son recorridas de forma aleatoria y de acuerdo a la probabilidad de mutación $p_{mutación} = 0,005$. La componente escogida cambia su valor por otro, dentro de los límites del espacio de búsqueda, indicado en la ecuación (8).

Las probabilidades de cruzamiento y mutación indicados, corresponden a valores padrones (Goldberg, 1989).

3.5 PSEUDOCÓDIGO DEL AG

El algoritmo básico del AG , descrito por Goldberg (1989), fue adaptado para la metodología de ajuste coordinado propuesta, de la siguiente manera:

- 1- Genera la población inicial del AG , conforme descrito en la sección 3.3. Contador de iteraciones $t = 0$;
- 2- Los $p + q + b$ parámetros del ii -ésimo vector solución, son utilizados para obtener la k -ésima matriz *Jacobiana Expandida*, J_k , a través de la modificación de las ecuaciones (2), (3), (4), (5) y (6). Luego se obtiene la correspondiente matriz de estado A_k , a través de la reducción *gaussiana*;

- 3- Luego de obtenidas las m matrices de estado, son calculados los $m \times n$ autovalores. Para cada autovalor se calcula el correspondiente ij -ésimo coeficiente de amortiguamiento ζ_{ij} ;
- 4- Habiendo calculado los $m \times n$ coeficientes de amortiguamiento, se calcula el ii -ésimo *Fitness* F_{ii} , asociado al correspondiente vector solución, conforme se indica en la ecuación (7);
- 5- Se aplican los operadores probabilísticos del *AG*, en el orden descrito en la sección 3.4. De esta manera, son obtenidas N nuevos vectores solución;
- 6- Si el criterio de parada no es satisfecho, se incrementa el contador de iteraciones $t = t + 1$ y se continua el procedimiento de ajuste desde el ítem 2, considerando los nuevos vectores solución recientemente obtenidos, para encontrar otras soluciones. El criterio de parada corresponde al máximo número de generaciones (iteraciones) que el *AG* deberá realizar.

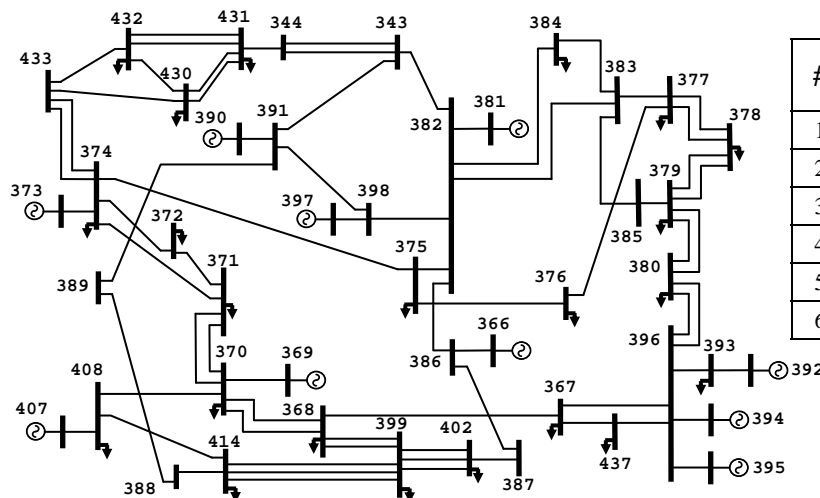
4. RESULTADOS NUMÉRICOS

La metodología de ajuste coordinado desarrollada fue aplicada sobre un *SEP* de prueba, correspondiente sistema sureste brasileño reducido (SEB45B) (Dos Santos, 2008).

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SEB45B

El diagrama unifilar del sistema se muestra en la Figura 5. El *SEP* considerado posee 45 barras y 10 generadores. La Tabla 1 muestra las condiciones críticas de operación consideradas para el ajuste, que incluyen variaciones de carga y desconexiones de Líneas de Transmisión (*LT*) importantes.

Tabla 1: Condiciones de Operación del SEB45B



| # | Descripción |
|---|--|
| 1 | Caso base |
| 2 | <i>LT</i> 376–377, desconectada. |
| 3 | <i>LT</i> 374–375, desconectada. |
| 4 | <i>LT</i> 367–368, 375–376 y 382–398, desconectadas. |
| 5 | Aumento de 10 % de potencia activa. |
| 6 | Reducción de 10 % de potencia activa. |

Figura 5: Topología del SEB45B.

4.2 RESULTADOS NUMÉRICOS PARA EL SISTEMA SEB45B

Las Tablas 2 y 3 muestran los resultados numéricos del ajuste de los parámetros del *RAT* y del *ESP*, asociados a cada generador, indicado por su barra correspondiente, y los parámetros de cada *CER*, respectivamente. La curva de sensibilidad $Q-V$, fue aplicada conforme fue ilustrado en (Sosa, 2011), para determinar las subestaciones donde serán instalados los *CER*. Estas subestaciones corresponden a las barras 343, 344, 376, 388, 391, 414, 431 y 433 del sistema SEB45B y los resultados de ajuste de cada *CER* se detallan en la Tabla 3.

Tabla 2: Ajuste Asociado a cada Generador

| Barra | K_A | K_S | α | ω |
|-------|--------|--------|----------|----------|
| 366 | 122,61 | 7,5251 | 5,4473 | 8,0579 |
| 369 | 145,93 | 5,2627 | 5,5318 | 11,746 |
| 373 | 116,54 | 13,965 | 5,1921 | 9,0392 |
| 381 | 107,83 | 3,5894 | 3,7927 | 13,793 |
| 390 | 229,35 | 6,8014 | 6,4305 | 9,1532 |
| 392 | 118,84 | 7,6129 | 9,1131 | 8,7323 |
| 394 | 114,40 | 2,3185 | 7,0620 | 19,160 |
| 395 | 116,92 | 3,9506 | 6,8179 | 14,575 |
| 397 | 114,41 | 7,5410 | 6,3781 | 9,5816 |
| 407 | 101,30 | 3,7939 | 8,0205 | 11,414 |

Tabla 3: Ajuste de cada CER

| CER | Barra | K_C | T_C |
|-----|-------|--------|---------|
| 1 | 343 | 102,96 | 0,18692 |
| 2 | 344 | 101,83 | 0,12257 |
| 3 | 376 | 82,827 | 0,14931 |
| 4 | 388 | 109,26 | 0,75256 |
| 5 | 391 | 84,641 | 0,62388 |
| 6 | 414 | 181,39 | 0,12947 |
| 7 | 431 | 133,99 | 0,49717 |
| 8 | 433 | 90,151 | 0,10136 |

Los resultados de ajuste, presentados en las Tablas 3 y 4, corresponden a un $\zeta_{\min} = 12,289\%$, calculado en la sexta condición crítica de operación, descrita en la Tabla 1.

Con el objetivo de evaluar el desempeño dinámico del grupo de *RAT*, *ESP* y *CER* considerando en el procedimiento de ajuste, fue realizada la simulación dinámica de un cortocircuito. Este evento simula el Caso 3 de la Tabla 1. La falla fue eliminada, a través de la desconexión automática de la línea 374 – 375, 200 milisegundos después de iniciada la simulación. La Figura 6 muestra que los *ESP*, ajustados satisfactoriamente por la metodología de ajuste propuesta, reducen las oscilaciones electromecánicas de los generadores conectados a las subestaciones (barras) 366, 390 y 392, manteniendo la estabilidad dinámica del sistema. Sin embargo, si los *ESP* están desconectados de los generadores, las desviaciones angulares del rotor se incrementan, llevando a todo el sistema a la pérdida de sincronismo (inestabilidad angular).

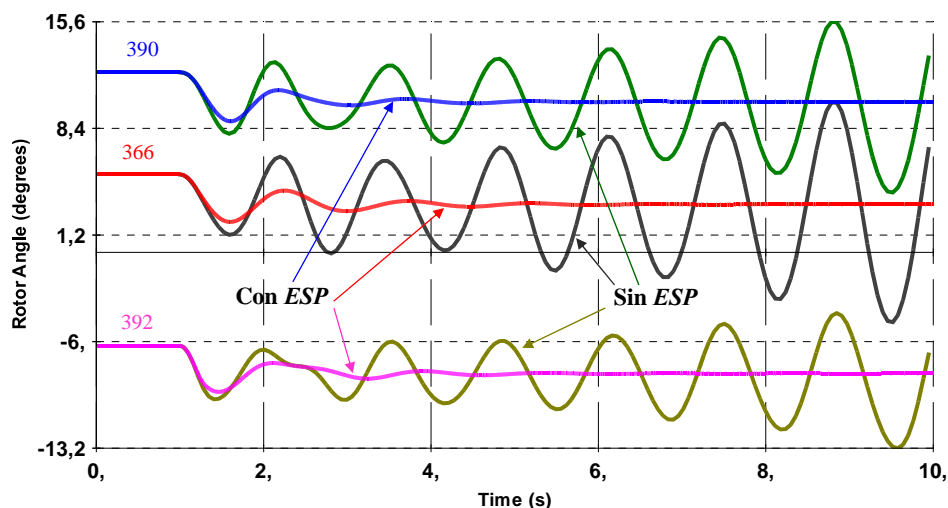


Figura 6: Oscilaciones angulares resultantes del cortocircuito aplicado en el LT 374–375 – (Caso 3).

A continuación, con el objetivo de verificar la influencia del conjunto de *CER* en la estabilidad de tensión, fue simulada la cuarta condición crítica de operación, detallada en la Tabla 1, desconectando las líneas de transmisión en el primer segundo de la simulación. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 7.

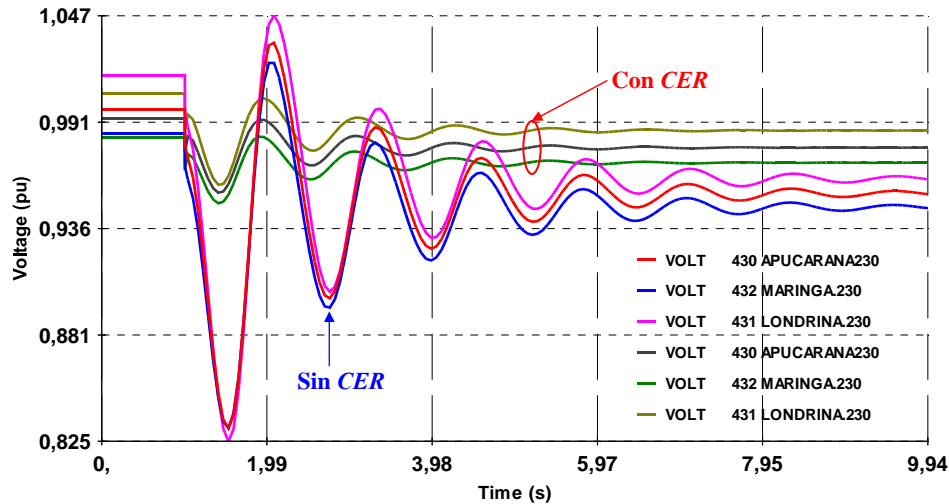


Figura 7: Variaciones de la tensión resultante, sin y con CER – Caso 4.

El grupo de *CER*, ajustado por la metodología propuesta, mejora claramente el perfil de tensión del sistema y reduce sustancialmente las oscilaciones de tensión, manteniendo los módulos de tensión próximos a sus valores pre-disturbio. Sin embargo, cuando los compensadores estáticos están desconectados, el pico de las sobretensiones se incrementa y los módulos de tensión de régimen permanente son menores a sus valores antes de la falla, como muestra la Figura 7.

5. CONCLUSIÓN

Fue descrita la metodología de ajuste coordinado, basada en los *AG*, para optimizar los parámetros del *RAT* y del *ESP*, asociados al sistema de excitación de cada generador perteneciente a un sistema multi-maquinas, así como también los parámetros de un grupo de *CER*, teniendo en cuenta diversas condiciones críticas de operación de un determinado *SEP*. Los controladores del sistema de excitación, debidamente ajustador por el método propuesto, amortiguan rápidamente las oscilaciones electromecánicas, como resultado de una perturbación, manteniendo de esa manera el sincronismo entre los generadores. Sin embargo, existiendo sincronismo entre las maquinas de generación puede haber faltante de reactivos en el sistema para mantener la tensión dentro de valores aceptables, luego de perturbaciones como desconexiones de líneas de transmisión importante. También, en ese caso, el procedimiento de ajuste coordinado propuesto, encuentra valores óptimos para los compensadores estáticos considerados y consigue mantener el perfil de tensiones del correspondiente *SEP* post-disturbio. De esta manera, la metodología propuesta de ajuste coordinado consigue incrementar simultáneamente la estabilidad angular (electromecánica) y de tensión. Los resultados obtenidos garantizan el buen desempeño dinámico del *SEP*, para todas las condiciones de operación pre-establecidas, constituyéndose la metodología en una excelente herramienta alternativa para el planeamiento de la operación y de la expansión de *SEP*.

REFERENCIAS

- Bourlès, H.; Peres, S.; Margotin, T. and Houry, M. P. (1998). Analysis and Design of a Robust Coordinated AVR/PSS. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2.
- Cheng, C. H.; Hsu, Y. Y. (1990). Application of a Power System Stabiliser and Static Var Controller to a Multimachine Power System. IEEE Proceedings, Vol. 137, No. 1, pp. 8–12.
- C. J. R. Dos Santos, “Método rápido para avaliação da margem de estabilidade de tensão considerando os limites de potência reativa dos geradores,” Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrica. Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

- El-Zonkoly, A. M. (2005). Optimal Tuning of Power System Stabilizers and AVR Gains Using Particle Swarm Optimization. Proceedings of Expert System with Applications, Elsevier Ltd., pp. 1–7, (www.elsevier.com/locate/eswa).
- Goldberg, D. E. (1989). Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning, Addison – Wesley Publishing Company, Inc.
- Gyugi, L. (1988). Power Electronics in Electric Utilities: Static Var Compensators. Proceedings of the IEEE, Vol. 76, No. 4.
- Heniche, A.; Bourlès, H. and Houry, M. P. (1995). A Desensitized Controller for Voltage Regulation of Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, Issue 3.
- IEEE Tutorial Course, *Power System Stabilization via Excitation Control*, 81 EHO 175-0 PWR, 1980.
- Kundur, P. (1993). Power System Stability and Control, Mc Graw Hill, Inc., Palo Alto - CA.
- Lei, X.; Lerch, E. N.; Povh, D. (2001). Optimizacion and Coordination of Damping Controls for Improving System Dynamic Performance. IEEE Transactions on Power System, Vol. 16, Issue 3, pp. 473–480.
- Marinho, J. M. T. (1998). Aplicação do Controle Fuzzy nos Sistemas de Excitação de Geradores Síncronos. Dissertação de Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro – Brasil.
- Martins N. and Lima, L. T. G. (1989). Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small-Signal Electromechanical Stability Problems. *IEEE Symposium on Application of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*, pp. 17 – 33.
- Moghavvemi, M. and Faruque, M. O. (2000). Effects of FACTS Devices on Static Voltage Stability, TENCON 2000, Proceedings, Vol. 2, pp. 357 – 362.
- Sosa, M. L. and Chaparro, E. R. (2011). Coordinated Tuning of a Set of Static Var Compensators using Evolutionary Algorithms. Proceedings of the IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, 19–23 July, Trondheim – Norway.
- Viveros C., E. R. (2007). Ajuste Coordenado de Controladores de Sistemas de Potência usando Metaheurísticas. Defesa de Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro – Brasil.

Authorization and Disclaimer

Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.