

AJUSTE COORDINADO DE CONTROLADORES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DE GENERADORES Y DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REACTIVOS USANDO METAHEURÍSTICA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD ANGULAR Y DE TENSIÓN

MANUEL L. SOSA¹, ENRIQUE R. CHAPARRO²

¹Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este, ²ITAIPU Binacional
E-mails: mlsr@fpune.edu.py, cver@itaipu.gov.py

Abstract— This paper proposes a methodology based on Genetic Algorithm, whose objective is the coordinated tuning of Automatic Voltage Regulator and Power System Stabilizer parameters, associated to every generator unit from a multi-machine system and the Static Var Compensator parameters, which are strategically located in some substations (pilot buses), in order to reduce rapidly electromechanical oscillations and improve the voltage profile of the whole system, after any disturbances, considering simultaneously a set of critical operating conditions of the system. The parameters considered for adjusting are: the regulator and stabilizer gain as well as the parameters from stabilizer compensation blocks, and the dynamic parameters from the compensators. The Genetic Algorithm was used because of its well known efficacy for global optimization of complex mathematical functions that represents the physical performance of real systems. The coordinated tuning methodology was performed on a power system, used as a test, showing satisfactory numerical results that establish the efficacy of the methodology.

Keywords— Coordinated Tuning, Electromechanical Stability, Voltage Stability, Excitation Systems, Reactive Compensation, Genetic Algorithm

Resumen— Este trabajo propone una metodología basada en los Algoritmos Genéticos, cuyo objetivo es el ajuste coordinado de los parámetros dinámicos del Regulador Automático de Tensión y del Estabilizador de Sistemas de Potencia, asociados a cada unidad generadora del sistema multimáquina en estudio y de los Compensadores Estáticos de Reactivos, localizados estratégicamente en determinadas subestaciones (barras piloto), para reducir rápidamente las oscilaciones electromecánicas y mejorar el perfil de tensión de todo el sistema, después de algún disturbio, considerando simultáneamente un conjunto de condiciones críticas de operación del sistema. Los parámetros que serán considerados para el ajuste son: la ganancia del regulador y del estabilizador así como los parámetros del bloque de compensación del estabilizador, y los parámetros dinámicos de los compensadores estáticos. El Algoritmo Genético fue utilizado debido a su comprobada eficacia para la optimización global de funciones matemáticas complejas, que representan el desempeño físico de sistemas reales. La metodología de ajuste coordinado propuesta fue aplicada sobre un sistema eléctrico de potencia, utilizado como prueba, mostrando resultados numéricos satisfactorios que establecen la eficacia de la metodología.

Palabras-clave— Ajuste Coordinado, Estabilidad Electromecánica, Estabilidad de Tensión, Sistemas de Excitación, Compensación de Reactivos, Algoritmos Genéticos

1 Introducción

Actualmente los centros de generación y los centros de consumo de los *Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)* están altamente interconectados. Esta topología permite un aumento en la confiabilidad del sistema. Así, por ejemplo, ante la salida de alguna línea de transmisión existen otras que alimentarán la carga. Pero, con la densa interconexión, la distancia eléctrica entre las subestaciones disminuye, tal que cualquier perturbación que ocurra en una región afecta, con similar intensidad, a las áreas vecinas (Kundur, 1993). Además de esto, con el incremento progresivo de la demanda, la mayoría de los *SEP* está operando cerca de sus límites de carga, ocasionando grandes perturbaciones, debido a las oscilaciones electromecánicas y a las caídas de tensión en las subestaciones.

Las oscilaciones electromecánicas, asociadas a las variaciones de potencia activa y del ángulo del rotor de la máquina, son amortiguadas a través de dispositivos de control, como el *Estabilizador de Sistemas de Potencia (ESP)* y el *Regulador Auto-*

mático de Tensión (RAT), localizados en el sistema de excitación de los generadores. La función del *RAT* es mantener el módulo de la tensión de la barra terminal de la máquina dentro de valores permitidos, mientras que el *ESP* proporciona una señal de estabilización adicional en la referencia del *RAT*, de tal forma que las variaciones de tensión estén en fase con las variaciones de velocidad angular del rotor, amortiguando rápidamente las oscilaciones electromecánicas (Kundur, 1993).

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

Una metodología de ajuste coordinado de los parámetros del *ESP*, del *RAT* y del *CER* fue desarro-

llada, enfocando un problema de planeamiento de la operación, considerando simultáneamente un conjunto de condiciones de operación pre-establecido. La metodología propuesta está basada en los *Algoritmos Genéticos (AG)*, debido a su eficacia para encontrar óptimos globales de funciones matemáticas complejas y multivariables, representando sistemas físicos industriales (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 ya ha sido descrita, en trabajos recientes, las ventajas de los *ESP* y de los compensadores estáticos en el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas y de la regulación del perfil de tensión del *SEP*, basada en la compensación de reactivos (Cheng y Hsu 1990; Lei et al. 2001). Sin embargo, en estos trabajos el ajuste coordinado fue aplicado separadamente para estabilidad electromecánica, considerando *ESP* y *RAT*, o para atender la estabilidad de tensión, considerando fuentes de compensación de reactivos como el *CER*. Así, los referidos artículos sirvieron de referencia para desarrollar la metodología de ajuste coordinado propuesta, basada en los *AG*.

La metodología de ajuste propuesta determina valores óptimos para los siguientes parámetros: la ganancia del *RAT*, la ganancia y las constantes de tiempo del bloque de compensación del *ESP*, pertenecientes al sistema de excitación de cada generador; y los parámetros de régimen dinámico del *CER*, localizado en la correspondiente *barra piloto*. Los parámetros de régimen permanente del *CER*, utilizados a lo largo del proceso de ajuste coordinado, fueron previamente optimizados a través de una técnica descrita por Chaparro y Sosa (2011).

Con la finalidad de evaluar el desempeño del algoritmo implementado, la metodología de ajuste coordinado propuesta fue aplicada sobre un *SEP*, utilizado como prueba, mostrando la eficacia de la referida técnica a través de resultados numéricos y simulaciones en el dominio del tiempo.

2 Modelos Matemáticos

En el presente trabajo, son descritos los modelos matemáticos considerados, para representar los controladores del sistema de excitación de cada generador y el modelo dinámico del *CER*.

2.1 Modelo del *RAT*

Cada generador, de un determinado *SEP*, está compuesto principalmente por los siguientes componentes (Kundur, 1993): a) la *Excitatriz*, que alimenta el bobinado de campo con tensión constante, y b) el *Regulador de Tensión*, donde son procesadas y

amplificadas las señales de entrada de tensión para una forma y niveles adecuados para el control de la *Excitatriz*. El conjunto formado por la *Excitatriz* y el *Regulador de Tensión* es también conocido como *RAT*. Fue montada una variante del *RAT*, derivada del modelo ST1A (IEEE, 1980), cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 1.

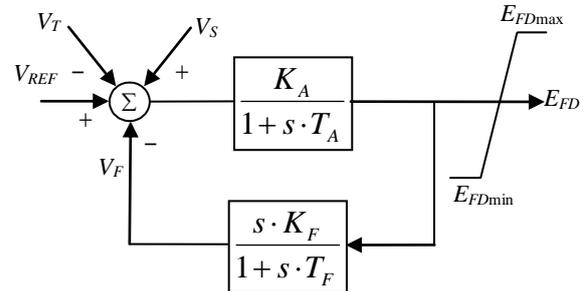


Figura 1. Modelo del *RAT*

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 igual a 0,05 s. 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 constante y cerca de 1 s (IEEE, 1980).

2.2 Modelo del *ESP*

El modelo del *ESP* se muestra en la Figura 2. La señal de entrada corresponde a la velocidad angular del rotor, ω , de cada generador. También se describen las expresiones matemáticas de las constantes de tiempo del bloque de compensación, T_1 y T_2 , donde p indica el número de estabilizadores ajustados. 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; por lo tanto, en el presente trabajo, el valor de esta constante de tiempo fue considerado conocido ($T_w = 3$ s.). 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.

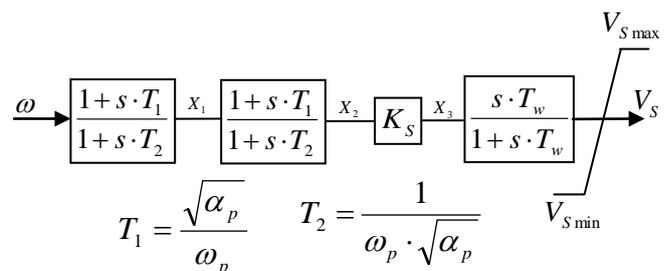


Figura 2. Modelo del *ESP*

2.3 Modelo Dinámico del CER

El diagrama de bloques que representa al modelo del CER, considerado en el procedimiento de ajuste coordinado desarrollado, es descrito en la Figura 3.

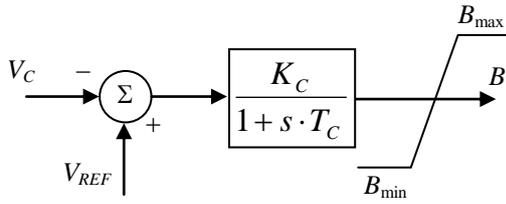


Figura 3. Modelo dinámico del CER

La señal de entrada, V_C , corresponde a la tensión de la subestación (barra piloto) que está siendo controlada, la cual es comparada con la tensión de referencia, V_{REF} . 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 la constante de tiempo, T_C . La señal de salida, B , es la susceptancia variable del compensador con la cual es calculada la potencia reactiva necesaria que será inyectada en el SEP, en la subestación donde el CER está instalado. La susceptancia B es previamente comparada con valores mínimos y máximos pre-especificados: B_{min} y B_{max} . Los parámetros del compensador estático: V_{REF} , B_{max} y B_{min} son valores numéricos fijos en el modelo dinámico de la Figura 3, y ellos son ajustados en régimen permanente a través de la metodología descrita por Chaparro y Sosa (2011). La Figura 4 muestra la expresión matemática que describe el desempeño en régimen permanente del CER, para el control de tensión de la subestación k (barra piloto).

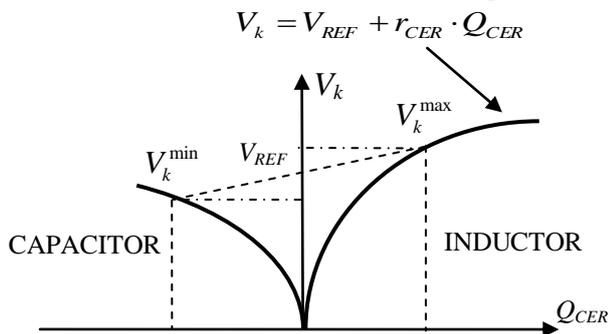


Figura 4. Desempeño en régimen permanente del CER

2.4 Modelo Matemático del SEP

El modelo matemático del SEP, adoptado en el estudio de transitorios electromecánicos, es representado a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden, las cuales describen el desempeño dinámico de los generadores síncronos y de los compensadores estáticos instalados, y de un conjunto de ecuaciones algebraicas. Las ecuaciones algebraicas 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, puede ser 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 relaciona el desempeño de los generadores y de los compensadores estáticos con la red, \mathbf{J}_2 y \mathbf{J}_3 , y las componentes de la submatriz \mathbf{J}_4 provienen de las ecuaciones algebraicas que describen el desempeño de la red. Las expresiones matemáticas de espacio de estado que resultan de los modelos del RAT, del ESP y del CER son las siguientes:

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

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

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

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

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

Los coeficientes de las ecuaciones de estado (2), (3), (4), (5) y (6) se encuentran en la submatriz \mathbf{J}_1 y, en el presente trabajo, estos coeficientes serán alterados por la metodología de ajuste coordinado propuesta para encontrar valores óptimos, para los referidos controladores. En la ecuación (2), V_{TR} y V_{TI} representan las partes real e imaginaria, respectivamente, de la tensión terminal del generador en donde se encuentra instalado el RAT.

3 Descripción de la Metodología de Ajuste Coordinado

El problema de ajuste coordinado consiste en encontrar un conjunto de parámetros de los controladores del sistema de excitación de cada generador, así como los correspondientes parámetros de los *CER*, de manera que perfeccionen los criterios de desempeño del *SEP* en estudio. En el caso de los *RAT* y de los *ESP*, los criterios 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.

Por otro lado, para los compensadores estáticos, los criterios de desempeño esperados 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, sus parámetros fueron ajustados a través de una metodología de ajuste coordinado, basada 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).

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 Función Objetivo

La función objetivo que el *AG* maximizará en su proceso de búsqueda, corresponde al amortiguamiento mínimo calculado, dado por la ecuación (7):

$$F = \zeta_{\min} \quad (7)$$

3.2 Codificación y Vector de Soluciones

Cada solución factible es representada a través de un vector de números reales, conforme mostrado en la Figura 5.

$$\left[K_{s1} | \alpha_1 | \omega_1 | \dots | K_{sp} | \alpha_p | \omega_p | K_{A1} | \dots | K_{Aq} | K_{C1} | T_{C1} | \dots | K_{Cb} | T_{Cb} \right]$$

Figura 5. Estructura de la solución

En la Figura 5, los primeros componentes (K_s , α y ω) corresponden a los parámetros del *ESP* y a las ganancias de cada *RAT* (K_A), asociado a cada generador considerado en el ajuste. Donde p , es el número de estabilizadores y q , es el número de reguladores automáticos en el *SEP*. Sin embargo, los últimos componentes del vector de solución presentado son los parámetros dinámicos de cada *CER* considerado; donde, $K_{C,k}$ y $T_{C,k}$ están asociados a la ganancia y a la constante de tiempo del regulador de tensión correspondiente, donde $k \in \{1, 2, \dots, b\}$ | b , es el número de *barras piloto* necesarias.

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 considerado. Los límites de cada parámetro son dados por la ecuación (8) a continuación:

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

- La solución inicial restante es determinada aplicando el *Criterio de Nyquist* para el ajuste del *ESP*, tal como es ilustrado por Martins y Lima (1989). El valor de la ganancia del *RAT* es 100 p.u., y los parámetros del *CER*, son estimados calculando los coeficientes de amortiguamiento del sistema, de forma a obtener amortiguamientos positivos, en cada condición de operación crítica pre-establecida. De esta forma, para el ajuste de los estabilizadores, a través del *Criterio de Nyquist*, ya son considerados, en el procedimiento, los valores numéricos de los parámetros de cada *RAT* y de cada *CER*.

3.4 Operadores Probabilísticos del AG

Los operadores probabilísticos, desarrollados para la metodología de ajuste propuesto son (Goldberg, 1989):

- **Selección.** Basado en el método de Torneo Estocástico, donde se prevé cuatro soluciones que competirán entre sí;
- **Cruzamiento.** Basado en la metodología de dos puntos de corte, donde los componentes que serán intercambiados, entre cada par de vectores, son aquellos que se encuentran entre los puntos de corte determinados aleatoriamente, cada vez que se ejecuta el cruzamiento. El procedimiento de cruzamiento será ejecutado según la probabilidad de cruzamiento $p_{cruce} = 0,6$;
- **Mutación.** En este caso, son recorridas todas las soluciones y también todos los componentes dentro de cada vector de solución, en cada iteración del AG. Cuando se ejecuta la mutación, el componente afectado es intercambiado aleatoriamente por un valor diferente, pero dentro de los valores límites del parámetro. La ejecución de la mutación depende de la probabilidad de mutación que fue considerada constante, $p_{muta} = 0,05$.

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- Generar la población inicial del AG, conforme descrito en la subsección 3.3. También se inicializa un contador de iteraciones, $t = 0$;
- 2- Insertar los valores numéricos de cada solución factible, generados por el AG, en los modelos matemáticos de cada dispositivo controlador, cuyos detalles son mostrados en las ecuaciones (2), (3), (4), (5) y (6). Una vez definidos numéricamente los modelos de los controladores mencionados, son utilizados para montar la submatriz \mathbf{J}_1 , de la ecuación matricial (1), asociada a cada condición de operación. Luego, a través de la *reducción gaussiana*, se calcula la matriz de *mallá cerrada* del correspondiente punto de operación. A partir de esta matriz, son calculados todos los autovalores a través del método *QR*. Entonces, son determinados los coeficientes de amortiguamiento a partir de los autovalores calculados;
- 3- Definir el valor numérico de la función objetivo, F , para cada solución factible, conforme ilustra la expresión matemática (7). El mínimo coeficiente de amortiguamiento,

ζ_{\min} , se determina considerando todos los coeficientes de amortiguamiento calculados en todas las condiciones de operación pre-establecidas;

- 4- Aplicar los operadores probabilísticos del AG, en el orden descrito en la subsección 3.4, sobre la población de soluciones factibles, para obtener nuevos vectores de solución para la siguiente iteración;
- 5- Incrementar el correspondiente contador de iteraciones $t = t + 1$, si el criterio de parada aún no es satisfecho, y el proceso iterativo continúa, repitiéndose a partir del ítem 2, hasta que el criterio de parada sea alcanzado.

4 Resultados Numéricos

La metodología de ajuste coordinado desarrollada fue aplicada sobre un *SEP* de prueba, de carácter académico, y corresponde al sistema *New England* (NEWENG) (Byerly et al. 1978).

4.1 Descripción del NEWENG

El diagrama unifilar del sistema se muestra en la Figura 6. El generador instalado en la barra 39 fue considerado como referencia. 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).

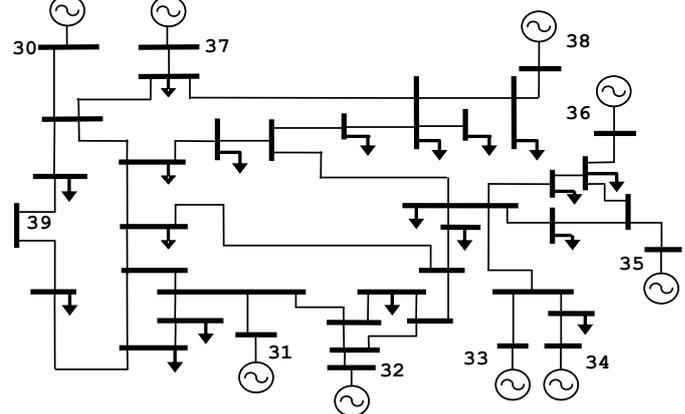


Figura 6. Sistema NEWENG

Tabla 1. Condiciones de operación del NEWENG.

#	Descripción
1	Caso base.
2	LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23, desconectadas.
3	LT 1-2, 11-12, 23-24 y 26-29, desconectadas.
4	Aumento en 10% de la potencia activa.
5	Reducción en 10% de la potencia activa.
6	Aumento en 20% de la potencia activa.
7	Aumento en 30% de la potencia activa.

4.2 Resultados Numéricos para el Sistema NEWENG

Las Tablas 2 y 3 muestran los resultados numéricos del ajuste de los parámetros del RAT y del ESP, asociados a cada generador y los parámetros de cada compensador estático, respectivamente.

Tabla 2. Ajuste asociado a cada generador.

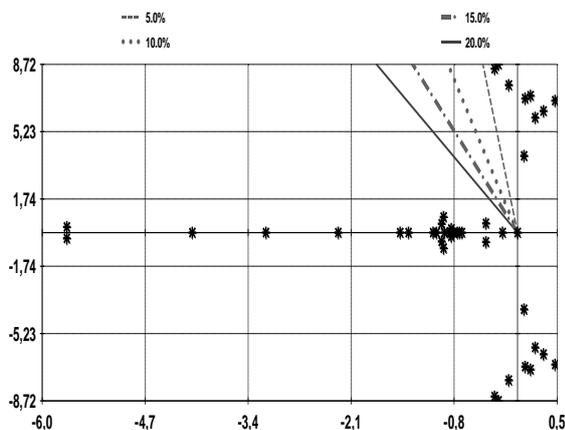
Generador	K_A	K_S	α	ω
1	149,00	16,549	5,5884	5,1828
2	104,60	18,600	5,5855	34,090
3	164,28	9,3436	4,9290	9,4487
4	103,51	15,575	5,5211	24,849
5	137,79	6,4857	4,6212	10,620
6	105,32	15,183	4,7421	8,8963
7	98,800	7,1100	4,8766	9,9973
8	106,61	12,882	4,6681	9,7450
9	106,68	13,425	4,9969	10,034

De acuerdo con el criterio de sensibilidad $Q-V$ fue definida la instalación de tres compensadores estáticos en las barras (subestaciones) 4, 16 y 18 del sistema NEWENG, y los resultados de ajuste de la metodología propuesta están detallados en la Tabla 3.

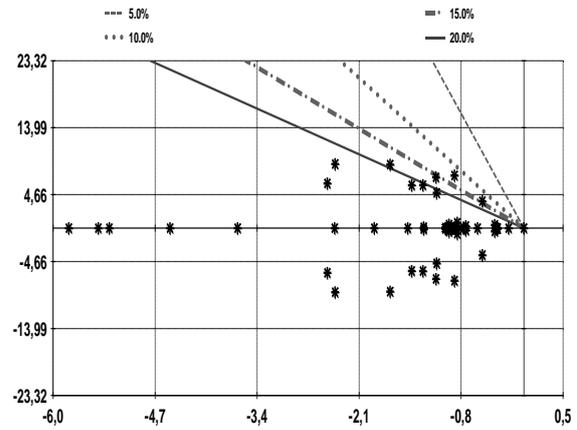
Tabla 3. Ajuste de cada CER.

CER	Barra	K_C	T_C
1	4	123,79	0,20583
2	16	119,98	0,36711
3	18	120,41	0,45382

Los resultados de ajuste, presentados en las Tablas 3 y 4, corresponden a un $\zeta_{\min} = 11,9808\%$. Con estos valores de ajuste presentados se simula la condición de operación más crítica, asociada al segundo escenario de operación de la Tabla 1.



7 (a) Sin ESP ni CER, con valores altos de ganancias del RAT

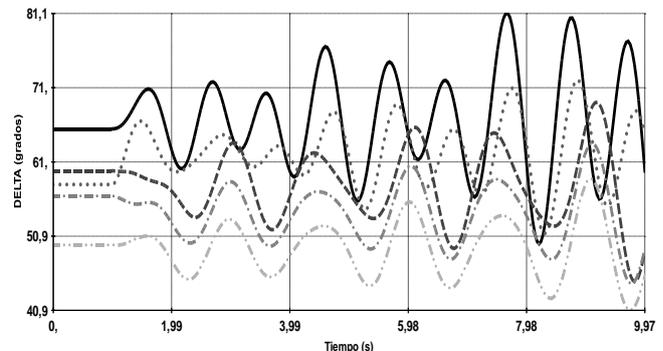


7 (b) Con parámetros ajustados para los ESP, RAT y CER

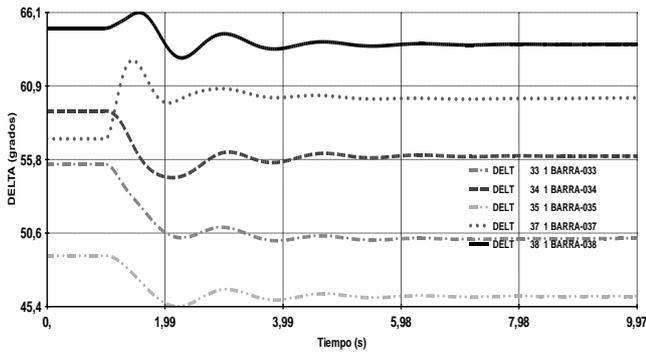
Figura 7. Diagrama de algunos polos de la segunda condición crítica de operación con el ajuste de los ESP, RAT y CER

La Figura 7 (a) muestra el diagrama de los polos dominantes asociados al sistema NEWENG sin los estabilizadores ni los compensadores estáticos, siendo el amortiguamiento mínimo de $\zeta_{\min} = -6,9231\%$. En esta configuración, cada generador del sistema posee el RAT ($K_A = 200$ p.u.). Sin embargo, en la Figura 7 (b), el diagrama de polos corresponde al sistema con todos los controladores y compensadores estáticos ajustados, con un coeficiente de amortiguamiento de $\zeta_{\min} = 11,9808\%$.

Fue realizada una simulación dinámica de la segunda condición de operación para evaluar el desempeño dinámico de los controladores ajustados, asociados al sistema NEWENG. Los resultados de la simulación son mostrados en la Figura 8. Las curvas correspondientes a la Figura 8 (a) muestran la inestabilidad del sistema, con un comportamiento oscilatorio con amplitud creciente para el ángulo del rotor de cada generador. Pero, la Figura 8 (b) ilustra el rápido amortiguamiento de las oscilaciones del ángulo del rotor de cada generador, cuando los parámetros de todos los controladores están debidamente ajustados.



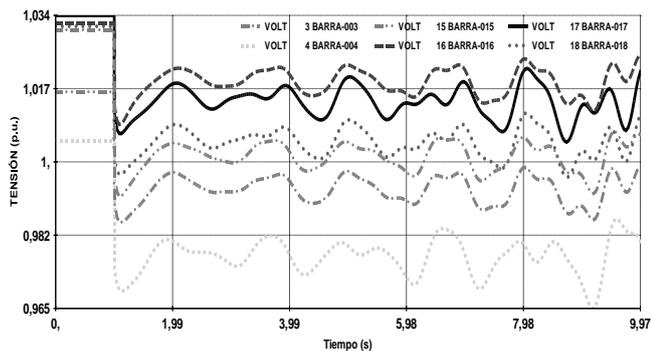
8 (a) Sin ESP ni CER, con valores altos de ganancias del RAT



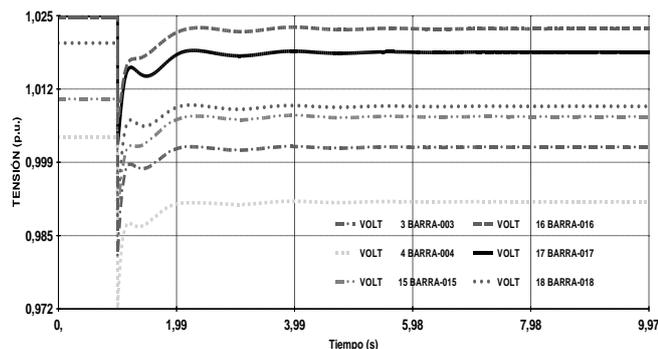
8 (b) Con parámetros ajustados para los ESP, RAT y CER

Figura 8. Desconexión de las LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23. Estabilidad electromecánica

También con la simulación dinámica de la segunda condición de operación, vemos como el conjunto de compensadores estáticos, debidamente ajustado, mejora la estabilidad de tensión, restableciendo los valores de tensión de algunas barras de carga del sistema NEWENG. La Figura 9 (a) muestra la inestabilidad de las tensiones de las barras piloto y de otras barras de carga adyacentes a éstas. Además, se observan reducciones acentuadas en los módulos de tensión de estas barras. Sin embargo, la Figura 9 (b), con los ESP, con los RAT y con los CER instalados y debidamente ajustados, muestra un rápido restablecimiento de los módulos de tensión obteniéndose un buen perfil de tensión, a través de la adecuada inyección de potencia reactiva del grupo de CER.



9 (a) Sin ESP ni CER, con valores altos de ganancias del RAT



9 (b) Con parámetros ajustados para los ESP, RAT y CER

Figura 9. Desconexión de las LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23. Estabilidad de tensión

La Figura 10 muestra la simulación dinámica de la segunda condición de operación, mencionada en la Tabla 1, con el grupo de CER ajustado solamente en régimen permanente, y en el cual fueron considerados valores estándar para los parámetros dinámicos ($K_C = 50$ p.u.; $T_C = 0,5$ s.). Se observa un desempeño dinámico similar para el caso mostrado en la Figura 9 (b). Sin embargo, las tensiones presentan algunas oscilaciones inmediatamente después de eliminado el disturbio, lo que significa una reducción en el coeficiente de amortiguamiento global.

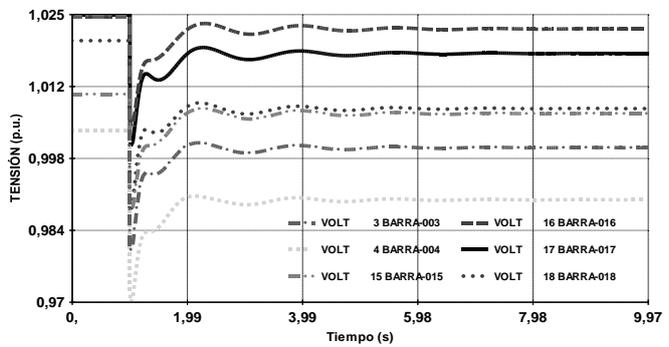


Figura 10. Desconexión de las LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23. CER en régimen dinámico con parámetros estándar

5 Conclusión

Fue descrita la metodología de ajuste coordinado, basada en los AG, para optimizar los valores numéricos de la ganancia del RAT y de los parámetros del ESP, asociados a cada generador del sistema multi-máquina en estudio, así como la sintonización de los parámetros dinámicos de cada CER, considerando simultáneamente un conjunto de condiciones críticas de operación. Con el ajuste del grupo de CER en régimen permanente y dinámico se obtiene la robustez en el desempeño dinámico del grupo para que el sistema se encuentre estable, considerando los escenarios críticos de operación pre-establecidos. Los resultados obtenidos garantizan el buen desempeño del SEP en régimen dinámico, aumentado la estabilidad electromecánica y de tensión, para todas las condiciones de operación pre-establecidas, resultando en una excelente herramienta alternativa en el planeamiento de la operación.

Agradecimientos

Agradecemos a la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional del Este, Paraguay, por su apoyo, proporcionado de manera constante durante el desarrollo de este trabajo.

Referencias Bibliográficas

- 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.
- Byerly, R. T.; Sherman, D. E. and Berrinson, R. J. (1978). Frequency Domain Analysis of Low frequency oscillations in Large Electric Power Systems. *Report EPRI EL – 726*.
- C. Viveros, E. R. (2007). Ajuste Coordenado de Controladores de Sistemas de Potência usando Metaheurísticas. Defesa de Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro – Brasil.
- Chaparro, E. R. and Sosa, M. L. (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.
- 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.
- 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). Optimization 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.