

Ajuste Coordinado de Controladores de Sistemas de Potencia Utilizando Técnicas Metaheurísticas

Manuel L. Sosa Ríos

Reinaldo A. González Fernández

ITAIPU BINACIONAL

Paraguay/Brasil

RESUMEN

Este trabajo presenta una nueva metodología para el ajuste coordinado de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (ESP), Reguladores Automáticos de Tensión (RAT) y Compensadores Estáticos de Reactivos (CER) para reducir oscilaciones electromecánicas y controlar tensiones nodales de sistemas eléctricos de potencia bajo varias condiciones de operación y de carga. Los parámetros de los controladores serán ajustados vía un proceso de optimización utilizando diferentes técnicas metaheurísticas, incluyendo Algoritmos Genéticos (AG), Enjambre de Partículas (EP) y Evolución Diferencial (ED). Los parámetros a ser ajustados son las ganancias del ESP y del RAT, las constantes de tiempo de los bloques de compensación del ESP, así como la ganancia y la constante de tiempo del regulador de tensión del CER. El número de CER y sus respectivas ubicaciones dentro del sistema de potencia son elegidos mediante el análisis de la curva Q-V de cada barra de carga, considerando un conjunto de condiciones críticas de operación pre-especificadas. Los parámetros del CER de régimen permanente, esto es, la tensión de referencia y los límites de potencia reactiva, son ajustados previamente al ajuste coordinado de los parámetros dinámicos. Con el objetivo de obtener la matriz de estado de malla cerrada (conteniendo todos los controladores) para cada posible solución, es propuesto un nuevo procedimiento, que está basado en simples modificaciones de las matrices de estado de malla cerrada correspondientes al conjunto de condiciones críticas de operación pre-especificadas (las mismas utilizadas para obtener el número y la ubicación de cada CER). Este procedimiento es simple, pero muy eficiente desde el punto de vista computacional. Con el objetivo de comprobar el desempeño de la metodología propuesta, tres sistemas de potencia son utilizados: el estándar IEEE de 14 barras, el sistema New England (39 barras y 10 generadores) y el sistema interconectado New England/New York (68 barras y 16 generadores). Para cada sistema de potencia, los parámetros de ajuste son obtenidos utilizando AG, EP y ED, haciendo posible la comparación de sus respectivos desempeños cuando aplicados a este problema en particular. Finalmente, resultados de simulaciones dinámicas son presentados, los cuales demuestran la efectividad de la metodología de ajuste propuesta.

PALABRAS CLAVES

Estabilizador de sistema de potencia, Regulador automático de tensión, Compensador estático de reactivos, Estabilidad electromecánica, Control de tensión, coeficiente de amortiguamiento, Pequeñas perturbaciones, Técnicas metaheurísticas.

1 INTRODUCCIÓN

El aumento constante en la demanda de energía eléctrica ha llevado a los sistemas de potencia a operar altamente interconectados. Esta densa interconexión reduce la distancia eléctrica entre las subestaciones de tal manera que cualquier disturbio como, por ejemplo, falla de equipos, faltas en circuitos, etc., puede afectar áreas vecinas con intensidad similar [1]. Igualmente, con el aumento progresivo de la demanda, la mayoría de los sistemas operan cerca de sus límites de carga. Por lo tanto, cualquier modificación súbita en la topología del sistema, variaciones de carga o cortocircuitos, pueden causar oscilaciones electromecánicas significativas, así como desvíos en los niveles normales de tensión.

Las oscilaciones electromecánicas asociadas a desvíos de potencia activa y ángulo del rotor son usualmente amortiguadas a través de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (ESP), mientras que las tensiones del estator son controladas por Reguladores Automáticos de Tensión (RAT). Tanto el ESP como el RAT están ubicados dentro del sistema de excitación de cada generador. El RAT, mantiene el módulo de tensión del estator dentro de valores aceptables, mientras que el ESP provee una señal adicional a la referencia del RAT, para amortiguar oscilaciones electromecánicas. Adicionalmente, el Compensador Estático de Reactivos (CER) es un dispositivo FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) que puede controlar la tensión nodal del sistema, inyectando potencia reactiva [1]. Para que puedan realizar sus funciones correctamente, estos dispositivos tienen un grupo de parámetros que deben ser ajustados.

Tradicionalmente, los ESP y RAT son ajustados separadamente de los CER [2]-[3]. La mayoría de estos métodos, sin embargo, usan matrices de estado de malla abierta para representar el sistema de potencia con los RAT y, por lo tanto, es necesario calcular tanto la matriz de estado de los ESP como la matriz de estado de malla cerrada del sistema; un procedimiento que podría demandar un alto costo computacional. Por otro lado, mientras estos métodos pueden resultar en un alto grado de estabilidad electromecánica, ellos usualmente llevan a grandes desvíos en las tensiones de barras, aún si el sistema permanece estable luego de un disturbio. Esto sucede porque el RAT intenta mantener constante solamente la tensión terminal de los generadores, pero no las tensiones nodales del sistema. Una manera de solucionar este problema es ajustar los parámetros de todos los controladores simultáneamente o de manera coordinada. Un ejemplo de metodología de ajuste coordinado puede ser encontrado en [4]. Más recientemente, técnicas metaheurísticas también han sido aplicadas en el ajuste coordinado de parámetros de varios ESP [5]-[6]. Una metodología para el ajuste coordinado de varios RAT y ESP usando Algoritmos Genéticos (AG) fue propuesto en [7].

Este artículo presenta una nueva metodología para el ajuste coordinado de ESP, RAT y CER, a fin de reducir oscilaciones electromecánicas y controlar las tensiones nodales en un sistema de potencia multi-máquina, considerando diversas condiciones de operación y de carga. El método propuesto está basado en la maximización del coeficiente de amortiguamiento, que es calculado a partir de la matriz de estado de malla cerrada utilizando análisis nodal [1], [8]. El proceso de optimización es realizado utilizando diversas técnicas metaheurísticas, incluyendo Algoritmos Genéticos (AG) [9], Enjambre de Partículas (EP) [10] y Evolución Diferencial (ED) [11]. Los parámetros ajustados son las ganancias de los ESP y de los RAT, las constantes de tiempo de los ESP, así como las ganancias y constantes de tiempo de los CER. El número de CER, así como sus ubicaciones dentro del sistema de potencia y el ajuste de sus parámetros de régimen permanente (tensión de referencia y los límites de potencia reactiva), son realizados previamente al ajuste coordinado de los parámetros dinámicos [12]. A fin de obtener la matriz de estado de malla cerrada (conteniendo todos los controladores), para cada solución candidata, un nuevo procedimiento es propuesto, basado en simples modificaciones en las matrices de estado de malla cerrada, correspondientes al grupo pre-especificado de condiciones de operación (el mismo grupo utilizado para determinar el número y las ubicaciones de los CER). Este procedimiento es simple, pero muy eficiente del punto de vista computacional. A fin de verificar el desempeño de la metodología propuesta, tres sistemas de potencia son utilizados: el estándar IEEE de 14 barras [8], [13], el sistema New England (39 barras y 10 generadores) [14] y el sistema interconectado New England/New York (68 barras y 16 generadores) [15]. En cada caso, los parámetros ajustados son obtenidos usando AG, EP y ED, lo que permite comparar sus respectivos desempeños cuando aplicados a este

problema en particular. Finalmente, simulaciones en el dominio del tiempo son presentadas y demuestran la efectividad de la metodología propuesta de ajuste coordinado.

2 MODELOS MATEMÁTICOS

2.1 Regulador Automático de Tensión

Un modelo de primer orden, con un bloque de realimentación, es utilizado para representar el RAT. Este modelo, ilustrado en la Figura 1, es una variante del modelo ST1A de la IEEE [2]. La ganancia K_A es ajustada por el procedimiento propuesto. La constante de tiempo T_A es considerada conocida y su valor es especificado en 0,05 s. La ganancia K_F es escogida dentro del intervalo 0,02–0,06 pu, y la constante de tiempo T_F es normalmente considerada fija y cerca de 1 s [2].

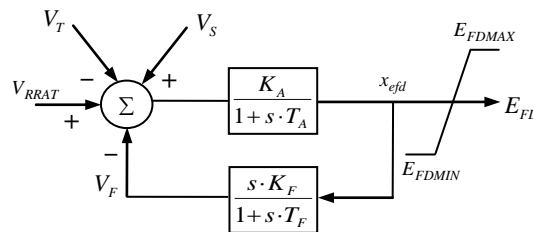


Figura 1: Modelo del RAT

2.2 Estabilizador de Sistemas de Potencia

El modelo del ESP utilizado se presenta en la Figura 2. Tiene una ganancia K_S y dos bloques *lead-lag* idénticos. La señal de entrada del ESP es la velocidad angular del rotor del generador ω . Las constantes de tiempo T_1 y T_2 de los bloques *lead-lag* son dados por $T_1 = \sqrt{\alpha}/\omega$ y $T_2 = 1/(\omega \cdot \sqrt{\alpha})$ [2], respectivamente, donde $\alpha = T_1/T_2$. La constante de tiempo T_w (del bloque *washout*) es usualmente escogida entre 1 a 20 s [1]. En este artículo, T_w es ajustado en 3 s. Los parámetros del ESP que serán incluidos en el proceso de ajuste son K_S , α y ω . Note que la señal de salida V_S corresponde a una de las entradas del RAT, conforme la Figura 1.

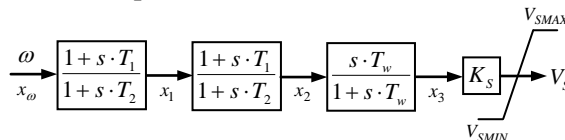


Figura 2: Modelo del ESP

2.3 Compensador Estático de Reactivos

La Figura 3 muestra el modelo dinámico del CER que será utilizado durante el procedimiento de ajuste coordinado. Consiste en un bloque *lag* de primer orden, compuesto por la ganancia K_C y la constante de tiempo T_C . Estos parámetros serán ajustados por el método propuesto. La señal de entrada V_C representa la tensión de la subestación, que está siendo monitoreada y comparada con la tensión de referencia V_{RCER} . De manera similar, la señal de salida B_C representa la susceptancia variable del compensador, que es comparada con el valor mínimo B_{CMIN} y el máximo B_{CMAX} . B_{CMIN} , B_{CMAX} y V_{RCER} representan los parámetros de régimen permanente que son ajustados previamente a la aplicación de la metodología propuesta [12].

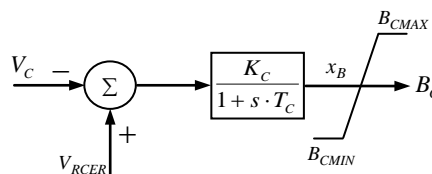


Figura 3: Modelo del CER

3 METODOLOGÍA PROPUESTA DE AJUSTE COORDINADO

El problema de ajuste coordinado consiste en encontrar los mejores valores posibles para los parámetros de cada ESP, RAT y CER, simultáneamente, mientras se cumplen ciertos criterios de desempeño [1]. Un diagrama de flujo simplificado de la metodología propuesta es presentado en la Figura 4, donde el AG [9], EP [10] y ED [11] son utilizados para maximizar el coeficiente de amortiguamiento del sistema. Los principales bloques son discutidos detalladamente en las secciones siguientes.

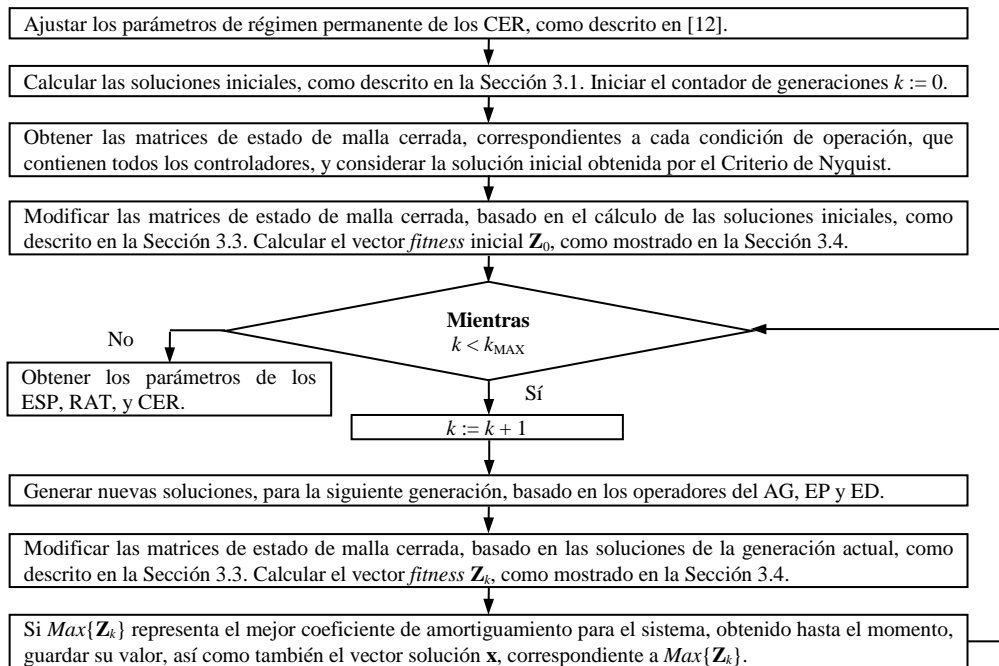


Figura 4: Flujograma de la metodología propuesta de ajuste coordinado

3.1 Soluciones Iniciales

En cada técnica metaheurística fueron generadas $N-1$ soluciones aleatorias, satisfaciendo: $1 \leq K_S \leq 20$ pu; $0,1 \leq \alpha \leq 10$; $0,4\pi \leq \omega \leq 16\pi$ rad/s; $50 \leq K_A \leq 300$ pu; $5 \leq K_C \leq 200$ pu; y $0,01 \leq T_C \leq 1$ s. Los límites de estos parámetros fueron especificados considerándose las restricciones de los equipos y la experiencia de los usuarios. La N -ésima solución restante es calculada aplicando el Criterio de Nyquist para el ajuste del ESP [2], donde las ganancias de los RAT son fijadas en 100 pu. Luego, considerando el sistema completo, los parámetros dinámicos de los CER asumen valores estándar ($K_C = 50$ pu y $T_C = 0,05$ s), y la N -ésima solución es verificada a fin de obtener un sistema estable para todas las condiciones de operación pre-especificadas.

3.2 Vector de Solución

Cada solución factible es representada por un vector que contiene los parámetros dinámicos de los ESP, RAT y CER, como se muestra en (1), (2) y (3), respectivamente.

$$\mathbf{X}_{ESP} = [K_{S1} \alpha_1 \omega_1 K_{S2} \alpha_2 \omega_2 \dots K_{Sp} \alpha_p \omega_p] \quad (1)$$

$$\mathbf{X}_{RAT} = [K_{A1} K_{A2} \dots K_{Aq}] \quad (2)$$

$$\mathbf{X}_{CER} = [K_{C1} T_{C1} K_{C2} T_{C2} \dots K_{Cb} T_{Cb}] \quad (3)$$

El vector \mathbf{X}_{ESP} contiene los parámetros K_S , α y ω de cada ESP, donde p indica el número de estabilizadores a ser ajustados. El vector \mathbf{X}_{RAT} contiene las ganancias K_A de los RAT, donde q es el número total de reguladores. Finalmente, \mathbf{X}_{CER} contiene los parámetros dinámicos de los CER, K_C y T_C , donde b es el número de compensadores instalados en el sistema. Conjuntamente, estos vectores representan el vector solución $\mathbf{X} = [\mathbf{X}_{ESP} \ \mathbf{X}_{RAT} \ \mathbf{X}_{CER}]$, $\mathbf{x} = [x_{PSS} \ x_{AVR} \ x_{svc}]$ que será manipulado por cada una de las técnicas metaheurísticas.

3.3 Modificaciones en las Matrices de Estado de Malla Cerrada

A fin de obtener las matrices de malla cerrada del sistema, la mayoría de las metodologías requieren un número elevado de operaciones [1]-[2], [16]. Estas operaciones pueden demandar un esfuerzo computacional significativo, especialmente en el caso de sistemas de potencia de gran porte. Para mejorar la eficiencia computacional, este artículo propone un procedimiento nuevo para calcular las matrices de estado de malla cerrada para cada solución candidata, el cual evita muchas de las operaciones mencionadas. Este procedimiento puede ser resumido como sigue: Para una determinada condición de operación, considere \mathbf{A} como siendo la matriz de estado de malla cerrada (conteniendo todos los controladores) obtenida para la N -ésima solución inicial (que utilizó el Criterio de Nyquist para el ajuste del ESP [2]); y \mathbf{A}^j como siendo la matriz de estado deseada, correspondiente a la j -ésima solución candidata. También, considere que $A_{[x,y]}$ representa el elemento de \mathbf{A} , cuya posición es indicada por la fila x y la columna y . Para obtener \mathbf{A}^j para cada solución candidata, defina $\mathbf{A}^j := \mathbf{A}$, y luego modifique \mathbf{A}^j de acuerdo a (4)-(15),

ESP:
$$A_{[x_1, x_w]}^j = A_{[x_2, x_1]}^j = \frac{T_2 - T_1}{T_2^2} \quad (4)$$

$$A_{[x_1, x_1]}^j = A_{[x_2, x_2]}^j = \frac{1}{T_2^2} \quad (5)$$

$$A_{[x_2, x_w]}^j = \frac{T_2 - T_1}{T_2^2} \cdot \alpha \quad (6)$$

$$A_{[x_3, x_w]}^j = -\frac{\alpha^2}{T_w} \quad (7)$$

$$A_{[x_3, x_1]}^j = -\frac{\alpha}{T_w} \quad (8)$$

RAT:
$$A_{[x_{efd}, :]}^j = \frac{K_A}{K_{A0}} \cdot A_{[x_{efd}, :]} \quad (9)$$

$$A_{[x_{efd}, x_w]}^j = \frac{K_A}{T_A} \cdot K_S \cdot \alpha^2 \quad (10)$$

$$A_{[x_{efd}, x_1]}^j = \frac{K_A}{T_A} \cdot K_S \cdot \alpha \quad (11)$$

$$A_{[x_{efd}, x_{efd}]}^j = -\frac{K_A}{T_A} \cdot \frac{K_F}{T_F} - \frac{1}{T_A} \quad (12)$$

$$A_{[x_{efd}, x_2]}^j = A_{[x_{efd}, x_3]}^j = \frac{K_A}{T_A} \cdot K_S \quad (13)$$

CER:
$$A_{[x_B, :]}^j = \frac{K_C}{K_C^0} \cdot \frac{T_{C0}}{T_C} \cdot A_{[x_B, :]} \quad (14)$$

$$A_{[x_B, x_B]}^j = \left(A_{[x_B, x_B]} + \frac{1}{T_{C0}} \right) \cdot \left(\frac{K_C}{K_{C0}} \cdot \frac{T_{C0}}{T_C} \right) - \frac{1}{T_C} \quad (15)$$

donde K_{A0} , K_{C0} y T_{C0} son respectivamente la ganancia del RAT, la ganancia del CER, y la constante de tiempo del CER, correspondiente a la N -ésima solución inicial, que fue utilizada para calcular \mathbf{A} ; x_{efd} indica la fila y/o la columna correspondiente a la tensión de campo E_{FD} , dentro de la matriz \mathbf{A} (ver Figura 1); x_l indica las

posiciones de las respectivas variables dentro de \mathbf{A} , tal que $l \in [\omega, 1, 2, 3]$ (ver Figura 2); x_B indica la fila y columna de la susceptancia B_C del CER dentro de \mathbf{A} (ver Figura 3). En (9) y (14), el símbolo “:” significa que la operación correspondiente es realizada en todas las columnas de la fila indicada. Los valores restantes $K_S, \alpha, T_1, T_2, K_A, T_A, K_F, T_F, K_C$ y T_C fueron definidos en la Sección 2. El mismo procedimiento descrito en los párrafos anteriores, se repite para cada condición de operación pre-especificada. Como mencionado anteriormente, este procedimiento puede ser bastante útil para mejorar el desempeño computacional de la metodología propuesta de ajuste coordinado, pues muchas operaciones matriciales son evitadas. Esto es evidente cuando se trabaja con sistemas de potencia de gran porte, donde los parámetros de muchos controladores deben ser ajustados.

3.4 Función Objetivo

Considere ζ_i como siendo el coeficiente de amortiguamiento, calculado a partir del i -ésimo autovalor, tal que $i \in [1, 2, \dots, m \times n]$; donde m es el orden de la matriz de malla cerrada y n es el número de condiciones de operación pre-especificadas. Los autovalores son calculados usando factorización QR. La función *fitness*, para la j -ésima solución candidata, es evaluada como el mínimo valor de $\zeta_j = [\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_i, \dots, \zeta_{m \times n}]$, el cual es representado por $\min\{\zeta_j\}$. El vector *fitness* para una determinada generación es entonces definido como $\mathbf{Z}_k = [\min\{\zeta_1\}, \min\{\zeta_2\}, \dots, \min\{\zeta_j\}, \dots, \min\{\zeta_N\}]$; donde N es el número de soluciones candidatas y k es el contador de generaciones. La función objetivo de la metodología propuesta es dada por el máximo valor del vector *fitness*, indicado por $\text{Max}\{\mathbf{Z}\}$. AG, EP y ED son utilizados para encontrar la mejor combinación de parámetros para todos los controladores, tal que \mathbf{Z} sea maximizado. En este trabajo, la función objetivo es evaluada por cada técnica metaheurística usando $N = 50$ soluciones candidatas, para un número máximo de $k_{\text{MAX}} = 400$ generaciones. Estos valores fueron especificados por experiencia.

4 RESULTADOS DE APLICACIONES

La metodología propuesta será utilizada en el ajuste de controladores de tres sistemas de potencia: el estándar IEEE de 14 barras [8], [13], New England [14] y New England/New York [15]. En cada sistema, los parámetros ajustados de cada ESP, RAT y CER se obtuvieron usando AG, EP y ED. Todos los cálculos se realizaron en una plataforma MATLAB, con un procesador Intel Core i5 de 2,27 GHz. El rendimiento dinámico de los sistemas, antes y después del ajuste de sus controladores, se simula utilizando ANATEM; un software de análisis de transitorios electromecánicos ampliamente utilizado en el sector eléctrico brasileño. Debido al límite en el número de páginas, los resultados obtenidos para los sistemas IEEE de 14 barras y New England serán brevemente descriptos. Sin embargo, para el sistema Interconectado New England/New York serán mostrados los ajustes calculados para los controladores, juntamente con sus respectivas simulaciones dinámicas en el tiempo, que demuestran la eficiencia de la metodología propuesta.

4.1 Sistema IEEE de 14 Barras

El sistema IEEE de 14 barras [8], [13] tiene dos generadores, tres condensadores síncronos y 20 líneas de transmisión (LT). Hay dos ESP, cinco RAT y dos CER, totalizando 15 parámetros a ser ajustados por el método propuesto (tamaño del vector de solución). Para este sistema, seis condiciones de operación fueron consideradas durante el proceso de ajuste (incluyendo desconexiones de LT y variaciones de carga). En este sistema, todas las técnicas metaheurísticas tuvieron desempeños similares, tanto en términos de tiempo computacional como en valor de función objetivo. Todos los métodos alcanzaron un $\text{Max}\{\mathbf{Z}\}$ alrededor de 14% y llevaron cerca de 135 s para converger.

Simulaciones dinámicas fueron realizadas para verificar el desempeño de los parámetros obtenidos para los controladores. Aún sin la acción de control de los ESP (con los RAT activos) el sistema permaneció estable, después de simular un cortocircuito en la LT 2-5, que duró 100 ms. Sin embargo, con los ESP ajustados por la metodología propuesta, los ESP y AVR amortiguaron significativamente las oscilaciones angulares. También fue simulada la desconexión de las LT 6-13 y 9-14. Sin la acción del CER, los niveles de tensión

están cerca de 1,04 pu y 0,90 pu antes y después del evento, respectivamente. Con el control de tensión proporcionado por el CER (cuyos parámetros fueron ajustados con las metaheurísticas), las tensiones después del evento permanecieron próximas a sus valores pre-falla y cerca de 1,01 pu.

Es importante resaltar que el tiempo de CPU reportado (135 s) fue obtenido utilizando el procedimiento de modificación de matrices discutido en la Sección 3.3. Para verificar la eficiencia de este procedimiento, una prueba adicional fue realizada con este sistema, donde los parámetros de los controladores son ajustados utilizando un procedimiento estándar para calcular las matrices de estado de malla cerrada [16]. Para este caso, el tiempo de CPU fue alrededor de 869 s. Así, gracias a la utilización del procedimiento de modificación de matrices presentado, el proceso de ajuste fue aproximadamente 6,44 veces más rápido (*speed-up*), obteniéndose exactamente los mismos parámetros para todos los controladores. Se espera que este *speed-up* aumente con el tamaño del sistema, debido a que cuanto mayor sea el número de barras, mayor será la cantidad de operaciones matriciales realizadas para obtener la matriz de estado de malla cerrada.

4.2 Sistema New England

El sistema New England [14] tiene 39 barras, 10 unidades generadoras y 46 LT. Hay nueve ESP, nueve RAT y tres CER, resultando en 42 parámetros a ser ajustados por el método propuesto. Para este sistema, el procedimiento de ajuste coordinado es realizado considerando seis condiciones de operación pre-especificadas, que incluyen desconexiones de LT y variaciones de carga. En este sistema, todas las metaheurísticas presentaron tiempos de CPU similares (cerca de 34 min.). En términos de función objetivo, EP obtuvo el mejor desempeño con 18,2%. AG y DE convergieron con 16,2% y 14,4%, respectivamente.

Fue realizada la simulación dinámica de un cortocircuito en la LT 6-11 (que duró 100 ms). Los ESP y RAT ajustados con todas las metaheurísticas, presentaron desempeños dinámicos similares, manteniendo la estabilidad del sistema. Sin embargo, sin la acción de los ESP, el sistema pierde su estabilidad luego del evento. También fue realizada la simulación de desconexión de las LT 3-18 y 25-26. Más una vez, los CER ajustados por las metaheurísticas se desempeñaron de manera similar, siendo capaces de mantener el perfil de tensión del sistema cerca de sus valores pre-falta. Sin la acción de los CER, algunas barras presentaron oscilaciones significativamente mayores y necesitaron más tiempo para ser amortiguadas.

4.3 Sistema Interconectado New England/New York

El sistema interconectado New England/New York [15] tiene 68 barras, 16 generadores y 86 LT. Hay 16 ESP, 16 RAT y seis CER, totalizando 76 parámetros a ser ajustados. La Tabla I muestra los parámetros obtenidos para los ESP, RAT y CER.

XI SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014

Tabla I: Parámetros obtenidos para los ESP, RAT y CER del Sistema New England/New York

Barra	AG				EP				ED			
	K_A	K_S	α	ω	K_A	K_S	α	ω	K_A	K_S	α	ω
53	176.65	10.78	5.217	6.2936	243.19	20.00	10.00	11.352	198.08	10.08	5.999	7.2231
54	177.49	8.447	6.901	15.781	115.22	20.00	10.00	12.769	210.81	12.36	5.433	11.848
55	162.70	15.67	6.028	21.149	171.15	4.959	10.00	10.448	167.57	12.66	6.059	16.397
56	166.10	7.991	4.247	17.031	152.48	7.141	10.00	7.7024	171.14	9.263	6.403	17.338
57	144.52	9.056	6.941	16.523	146.91	20.00	10.00	16.513	156.93	7.507	7.101	18.134
58	140.78	6.168	6.101	5.6399	209.49	20.00	10.00	11.359	184.05	12.91	6.472	19.946
59	150.02	7.565	8.420	22.007	135.04	1.000	10.00	5.5632	153.16	8.606	6.883	11.010
60	156.70	11.66	7.880	23.328	158.13	20.00	10.00	29.373	143.06	10.99	7.468	17.023
61	149.24	10.73	5.421	11.590	209.17	13.28	10.00	9.0551	179.50	10.48	5.744	13.632
62	184.84	12.02	8.816	17.673	167.72	20.00	10.00	8.9445	167.22	9.116	8.396	4.4414
63	175.38	9.051	8.127	24.173	186.65	20.00	10.00	18.189	172.12	9.093	7.475	21.512
64	122.60	11.73	8.250	9.8281	119.19	20.00	10.00	14.856	190.25	14.08	6.501	6.9729
65	184.27	10.13	5.389	19.793	86.753	20.00	10.00	50.265	173.78	9.055	5.154	6.4134
66	163.36	13.71	7.716	21.512	192.48	20.00	10.00	41.258	154.30	18.58	5.447	21.357
67	154.64	12.53	6.766	17.677	50.001	20.00	10.00	7.4453	213.26	19.81	6.979	9.7597
68	223.02	11.45	7.852	12.375	218.03	20.00	10.00	41.046	137.30	14.75	7.036	9.4122

Barra	AG		EP		ED	
	K_C	T_C	K_C	T_C	K_C	T_C
6	111.92	0.2827	113.81	1.0000	123.11	0.2341
42	88.584	0.2882	112.03	1.0000	91.146	0.2617
49	97.526	0.4020	96.829	1.0000	99.201	0.3595
50	72.500	0.8352	46.919	1.0000	99.708	0.5880
51	93.716	0.2611	150.41	1.0000	125.72	0.3923
52	113.02	0.6244	18.693	1.0000	117.54	0.4075

Fueron consideradas ocho condiciones de operación, que incluyen desconexiones de LT y variaciones de carga. EP obtuvo el mejor valor de función objetivo con 23,8%, seguido por ED, con 20,0%, y AG, con 14,8%. Los tiempos de CPU que el EP, AG y ED tomaron respectivamente son 2,64 h, 2,78 h y 2,83 h. La Figura 5a muestra las oscilaciones electromecánicas del generador de la Barra 55, luego de un cortocircuito en la LT 6-11 (con duración de 100 ms). Es posible observar que los ESP y RAT ajustados con ED, AG y EP mantienen satisfactoriamente la estabilidad del sistema, luego del evento. Contrariamente, sin la acción del ESP, el sistema presenta inestabilidad oscilatoria, luego del cortocircuito. La Figura 5b muestra la tensión de la Barra 46, después de la desconexión de las LT 33-34 y 38-46. Los CER ajustados con las metaheurísticas presentaron desempeños dinámicos similares. Los perfiles de tensión antes y después de la falla fueron cerca de 1,05 pu y 1,02 pu, respectivamente. Sin los CER, las tensiones en la barra fueron 1,03 pu y 0,94 pu, antes y después de la desconexión de las LT.

Fue comparado el proceso de convergencia de las metaheurísticas para el sistema New England/New York, considerando $k_{MAX} = 400$ iteraciones. Claramente, EP se desempeñó mejor, alcanzando un $Max\{Z\} = 20\%$ en cerca de 13 iteraciones. AG mejoró su valor de $Max\{Z\}$ relativamente rápido durante las primeras 50 iteraciones, pero no consiguió encontrar una solución significativamente mejor luego de $k = 69$ (cerca de 14,5%). ED mejoró su valor de función objetivo más lentamente, pero casi con una tasa constante, superando al AG en $k = 220$ y logrando un $Max\{Z\} = 20\%$ en aproximadamente 397 generaciones. Si $Max\{Z\} = 15\%$ fuese utilizado como criterio adicional de convergencia, los tiempos de CPU aproximados para el EP, ED y AG serían 1,18 min., 1,52 h y 2,78 h, respectivamente.

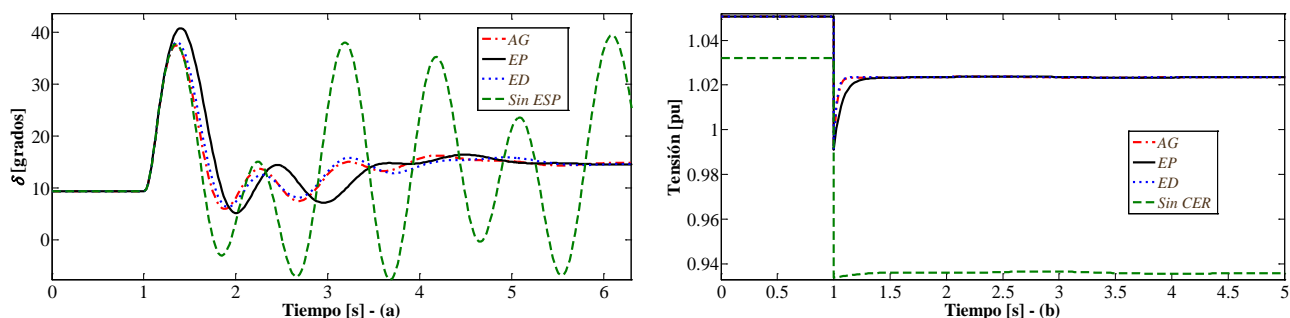


Figura 5: Sistema New England/New York. (a) Oscilaciones electromecánicas del generador de la Barra 55. Cortocircuito en la LT 6-11; (b) Tensión de la Barra 46. Desconexión de las LT 33-34 y 38-46

5 CONCLUSIONES

Este trabajo presentó una nueva metodología para el ajuste coordinado de parámetros de ESP, RAT y CER, para reducir oscilaciones electromecánicas y controlar tensiones nodales de sistemas de potencia multi-máquina, considerando diferentes condiciones de operación y de carga. El método propuesto estuvo basado en la maximización del coeficiente de amortiguamiento, calculado a partir de la matriz de estado de malla cerrada del sistema, utilizando análisis nodal. El proceso de optimización fue realizado utilizando diferentes técnicas metaheurísticas (AG, EP y ED), permitiendo comparar sus respectivos desempeños cuando aplicadas a este problema en particular.

Las matrices de estado de malla cerrada (conteniendo todos los controladores), para cada solución candidata y condición de operación, fueron obtenidas usando un procedimiento simple y eficiente, basado en modificaciones directas en las matrices de estado de malla cerrada iniciales. Estas modificaciones evitan la constante necesidad de eliminar variables algebraicas de las matrices jacobianas (esta eliminación es realizada sólo una vez para cada condición de operación). De esta manera, el desempeño del método propuesto se hace independiente de la dimensión de la red, dependiendo solamente del número de variables de estado (en este artículo, son cinco por generador, cuatro por ESP, dos por RAT y por CER).

El método propuesto fue verificado utilizando los sistemas: IEEE de 14 barras, New England y New England/New York. Para el sistema IEEE de 14 barras, el de menor porte utilizado en este artículo, AG, EP y ED presentaron desempeños similares. Contrariamente, para los dos sistemas restantes, EP presentó el mejor desempeño computacional, tanto en tiempo de CPU como en valor de función objetivo. No obstante, AG y ED también presentaron buenos resultados y obtuvieron parámetros que ayudaron a mejorar la estabilidad del sistema. Simulaciones no lineales en el tiempo fueron presentadas y discutidas, demostrando la efectividad del método. Finalmente, la metodología propuesta de ajuste coordinado puede ser fácilmente adaptada para ajustar otros dispositivos de control, como, por ejemplo, enlaces HVDC y TCSC.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Palo Alto, CA: McGraw Hill, Inc., 1994.
- [2] E.R.C. Viveros, G.N. Taranto y D.M. Falcao, "Tuning of generator excitation systems using metaheuristics", IEEE PES General Meeting, Montreal, Junio 2006.
- [3] A. Kahouli, T. Guesmi, H. Hadj Abdallah y A. Ouali, "A genetic algorithm PSS and AVR controller for electrical power system stability", International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 23-26 Marzo 2009, pág. 1-6.
- [4] H. Golpîra, H. Bevrani y A.H. Naghshbandy, "An approach for coordinated automatic voltage regulator–power system stabiliser design in large-scale interconnected power systems considering wind power penetration", Generation, Transmission & Distribution, IET, vol. 6, no. 1, Enero 2012, pág. 39-49.

- [5] W. Sheng-Kuan, “A novel objective function and algorithm for optimal PSS parameter design in a multi-machine Power System,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 1, Febrero 2013, pág. 522-531.
- [6] A. Stativa, M. Gavrilas y V. Stahie, “Optimal tuning and placement of power system stabilizer using particle swarm optimization algorithm”, International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE), 25-27 Octubre 2012, pág. 242-247.
- [7] E.R.C. Viveros, G.N. Taranto y D.M. Falcao, “Coordinated tuning of AVR’s and PSS’s by multiobjective genetic algorithms”, Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, 6-10 Noviembre 2005.
- [8] P.M. Anderson y A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*. Ames: Iowa State Univ., 1977.
- [9] D.E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Reading, MA: Addison-Wesley, 1989.
- [10] J. Kennedy y R. Eberhart, “Particle swarm optimization”, IEEE International Conference on Neural Networks, vol. 4, Noviembre/Diciembre 1995, pág. 1942-1948.
- [11] R. Storn y K. Price, “Differential evolution—A simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces”, Journal of Global Optimization, vol. 11, 1997, pág. 341-359.
- [12] E.R. Chaparro y M.L. Sosa, “Coordinated tuning of a set of static var compensators using evolutionary algorithms”, IEEE Trondheim PowerTech, 19-23 Junio 2011, pág. 1-6.
- [13] R. Christie, University of Washington—Electrical Engineering [Online], Agosto, 1993 Disponible en: <http://www.ee.washington.edu/>
- [14] K.R. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*. Sultan, Bazar, Hyderabad: BS Publications, 2008.
- [15] G. Rogers, *Power System Oscillations*. Boston, MA: Kluwer, 2000.
- [16] M.L. Sosa y E.R. Chaparro, “Coordinated tuning of power system controllers using genetic algorithms to improve electromechanical and voltage stability”, XII Symp. Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 Mayo 2012.