



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ

06 y 07 de Setiembre de 2018

Ajuste de Parámetros de Compensadores Estáticos de Reactivos en Régimen Permanente Utilizando el Algoritmo de Optimización *Particle Swarm Optimization*

Edgar Daniel Espínola Matto¹, Martha Cecilia Rojas Garcete¹, Manuel L. Sosa-Ríos^{1,2}

Universidad Nacional del Este – Facultad Politécnica¹

ITAIPU BINACIONAL²

Paraguay

RESUMEN

El constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica y las restricciones para la construcción de nuevas líneas de transmisión, hace que los sistemas eléctricos de potencia (SEP) operen, en la mayor parte del tiempo, próximos a sus límites de sobrecarga. En esa condición, los SEP pueden llegar a condiciones operativas degradadas desde el punto de vista de la tensión, correspondiente a uno de los principales factores que determinan la calidad de la energía eléctrica. Siendo así, es sumamente importante disponer de fuentes y de reservas adecuadas de potencia reactiva, en los sectores más sensibles de los SEP. En tal sentido, los compensadores estáticos de reactivos (CER) constituyen a una herramienta flexible y de rápida acción en el control de tensión, mediante la adecuada inyección de potencia de reactiva. De esa forma, es necesario disponer de una metodología que proporcione el correcto ajuste de esos dispositivos.

Por lo tanto, este trabajo propone una metodología para el ajuste óptimo de los parámetros del CER, en régimen permanente, con el objetivo de encontrar los mejores valores de tensión de referencia y los límites de potencia reactiva, que logren minimizar las pérdidas de potencia activa de todo el SEP, los desvíos de tensión y la inversión financiera para la adquisición de estos dispositivos (que es dada en función a la capacidad de inyección de potencia reactiva). Para lograr este objetivo, con la metodología empleada se propone utilizar la metaheurística Enjambre de Partículas o *Particle Swarm Optimization* (PSO, por sus siglas en inglés) en este procedimiento de búsqueda.

La metodología propuesta fue aplicada a dos SEP ampliamente conocidos en la academia: el estándar IEEE de 14 barras y el *New England*, de 39 barras. Fueron simuladas contingencias en régimen permanente y en régimen dinámico, que posibilitaron observar la eficiencia de la metodología propuesta, constituyendo así una excelente herramienta para el planeamiento de la operación de SEP.

PALABRAS CLAVE

Compensador Estático de Reactivos, Control remoto de tensión, metaheurística, Particle Swarm Optimization.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

1. INTRODUCCIÓN

La compensación de potencia reactiva de SEP, puede llevarse a cabo utilizando el CER (Compensador Estático de Reactivos). Para ello es necesario representar al CER matemáticamente en estudios de régimen permanente. Esta representación exige definir los límites de generación de potencia reactiva, así como los valores de tensión de referencia de los CER que puedan estar instalados en el SEP. En este trabajo, la elección de estos parámetros se realiza con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa del SEP, los desvíos de tensión de todas las barras de carga, así como la inversión financiera para la adquisición de estos dispositivos (que es dada en función a la capacidad de inyección de potencia reactiva). Como herramienta para el ajuste de los CER, se propone la utilización de la metaheurística Enjambre de Partículas o *Particle Swarm Optimization* (PSO por sus siglas en inglés).

La metodología propuesta es probada aplicándola en dos SEP: el estándar IEEE de 14 barras y el *New England*, de 39 barras. Son realizadas simulaciones dinámicas, que posibilitan observar el efecto de los CER ajustados por esta metodología en la estabilidad de tensión, demostrando su eficiencia, así como la posibilidad de convertirse en una excelente herramienta en el planeamiento de la operación de SEP.

2. MODELO DEL CER ADOPTADO

El modelo del CER utilizado consiste en una susceptancia en derivación, variable para el control de la tensión, asociada a la barra de tensión controlada mediante un transformador de acoplamiento, ubicado en una barra de menor tensión. En (1) se muestran las expresiones de potencia inyectada por el CER, en función a su región de operación.

$$Q_{CER} = b_{CER} \cdot V_k^2 \text{ (control)}; \quad Q_{CER} = b_{CER}^{max} \cdot V_k^2 \text{ (capacitiva)}; \quad Q_{CER} = b_{CER}^{min} \cdot V_k^2 \text{ (inductiva)} \quad (1)$$

Cuando el CER opera en la zona de control, inyecta al SEP la cantidad apropiada de reactivos de manera a mantener un perfil adecuado de voltajes en algún grupo de barras sensibles [5]. En la barra controlada k , el valor de tensión es dada por (2).

$$V_k = V_{ref} - r_{CER} * Q_{CER} \quad (2)$$

donde r_{CER} representa la inclinación de la parte lineal de la curva característica del CER.

3. IMPLEMENTACIÓN DEL CER EN EL ALGORITMO DE FLUJO DE POTENCIA

Para la implementación computacional del modelo de CER seleccionado en este trabajo, se ha modificado el cálculo de la matriz jacobiana tradicional del algoritmo de flujo de potencia, basado en el método de Newton-Raphson, considerando las derivadas parciales de las potencias activa y reactiva con respecto a la inyección de potencia reactiva del CER, las derivadas parciales de las ecuaciones de control, que dependen de la región de operación del CER, con respecto a la potencia reactiva inyectada por el CER, la fase y módulo de tensión de todas las barras de carga. Estas consideraciones se indican en (3).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y_1 \\ \vdots \\ \Delta y_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\theta} & \frac{dP}{dV} & \frac{d\Delta P}{dx_1} & \dots & \frac{d\Delta P}{dx_p} \\ \frac{dQ}{d\theta} & \frac{dQ}{dV} & \frac{d\Delta Q}{dx_1} & \dots & \frac{d\Delta Q}{dx_p} \\ \frac{d\Delta f_1}{d\theta} & \frac{d\Delta f_1}{dV} & \frac{d\Delta f_1}{dx_1} & \dots & \frac{d\Delta f_1}{dx_p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{d\Delta f_p}{d\theta} & \frac{d\Delta f_p}{dV} & \frac{d\Delta f_p}{dx_1} & \dots & \frac{d\Delta f_p}{dx_p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_p \end{bmatrix} \quad (3)$$

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

Como las ecuaciones de control varían según la región de operación del CER, sus derivadas también varían en función a la región de operación del CER [5].

a) Región capacitiva

$$f = \Delta x - b_{max}(V_k)^2; \frac{\partial f}{\partial V_k} = -2 \cdot b_{max} \cdot V_k; \frac{\partial f}{\partial x} = 1; \Delta y = b_{max}(V_k)^2 - \Delta x \quad (4)$$

b) Región de control

$$f = V_k - V_{ref} - r_{CER} \cdot \Delta x; \frac{\partial f}{\partial V_k} = 1; \frac{\partial f}{\partial x} = -r_{CER}; \Delta y = V_{ref} + r_{CER} \cdot \Delta x - V_k \quad (5)$$

c) Región inductiva

$$f = \Delta x - b_{min}(V_k)^2; \frac{\partial f}{\partial V_k} = -2 \cdot b_{min} \cdot V_k; \frac{\partial f}{\partial x} = 1; \Delta y = b_{min}(V_k)^2 - \Delta x \quad (6)$$

4. AJUSTE DE PARÁMETROS DE LOS CER

En el trabajo se busca controlar la tensión de una barra de forma remota, lo que se logra al inyectar potencia reactiva en otra barra del sistema mejorando el nivel de tensión de la barra que se desea controlar. Este hecho acostumbra ser práctica habitual en las subestaciones debido a restricciones de espacio físico y constituye un avance con respecto al modelo de CER presentado en [5]. El ajuste óptimo de parámetros de cada CER presente en el sistema fue considerado como un problema de optimización múltiple, sujeto a restricciones de capacidad de generación de cada generador y máximo desvío de tensión tolerable en cada barra, donde los tres objetivos considerados son:

- Minimizar el costo de los CER limitando la cantidad de potencia que pueden suministrar al menor valor posible.

$$F_1(X) = \sum_{i=1}^p \beta_i \cdot |Q_{max}^i - Q_{min}^i| \quad (7)$$

Donde β_i representa el valor monetario empleado en la compensación reactiva, dado por unidades de valor monetario/MVAr, para cada CER.

- Minimizar el desvío de tensión.

$$F_2(X) = \|\Delta V_1^{max} \dots \Delta V_{nop}^{max}\|_{\infty} \quad (8)$$

Cada componente de $F_2(x)$ se obtiene de acuerdo a:

$$\Delta V_{jj}^{max} = \|V^{esp} - V\|_{\infty} \quad (9)$$

donde $jj \in \{1, 2, nop\}$ y nop es la cantidad de escenarios considerados en el análisis (caso base más casos considerando contingencias), V^{esp} es el vector que contiene los módulos esperados de tensión, y V es el vector que contiene los módulos calculados de tensión.

- Minimizar las pérdidas de potencia activa.

$$F_3(X) = |P_1^{loss} \dots P_{nop}^{loss}|_{F_2} \quad (10)$$

Cada componente de $F_3(X)$ se obtiene conforme a:

$$P_{jj}^{loss} = |\sum_{b \in \Omega G} PG_b - \sum_{b \in \Omega} PL_b| \quad (11)$$

donde ΩG es el grupo de barras con generación, Ω es el grupo de todas las barras del sistema, PG_b es la potencia generada, y PL_b es la potencia consumida por la carga.

Entonces, el problema queda planteado de la siguiente manera:

$$F(X) = [F_1(X) \quad F_2(X) \quad F_3(X)] \quad (12)$$

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
 06 y 07 de Setiembre de 2018

Sujeto a:

$$PG_j - PL_j - \sum_{\substack{j \in \Omega \\ b \neq j}} P_{kj} = 0 \quad \dots \quad b \in \{1, 2, \dots, nsubs\} \quad (13)$$

$$QG_k + b_{SVC} \cdot V_k^2 - QL_k - \sum_{j \in \Omega k} Q_{kj} = 0 \quad (14)$$

$$QG_j - QL_j - \sum_{\substack{j \in \Omega \\ b \neq j \\ j \neq k}} Q_{bj} = 0 \quad \dots \quad b \in \{1, 2, \dots, nsubs\} \quad (15)$$

$$V_{k,REF} - V_k + r_{CER} \cdot b_{CER} \cdot V_k^2 = 0 \quad (16)$$

donde Ωk es el grupo de barras con tensión controlada; P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Li} , y Q_{Li} representan a las potencias activa y reactiva generadas y demandadas en la barra $b \in \{1, 2, \dots, nsubs\}$; $nsubs$ es el número de barras y X es el vector que contiene la barra donde está instalado el CER, la barra de tensión controlada, la tensión de referencia y los límites de generación para cada CER.

4. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

El algoritmo de optimización utilizado en este trabajo es el PSO, que consiste en un algoritmo iterativo basado en una población de individuos denominada *enjambre*, en la que cada individuo denominado *partícula*, se dice que sobrevuela el espacio de decisión en busca de soluciones óptimas. En un espacio de búsqueda N -dimensional, cada partícula i del enjambre conoce su posición actual $X_i = [x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iN}]$, y la velocidad $V_i = [v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iN}]$, con la cual ha llegado a dicha posición y la mejor posición $P_i = [p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iN}]$ en la que se ha encontrado, denominada *mejor posición personal*, que depende de la función *fitness*, que se desea optimizar. Además, todas las partículas conocen la mejor de entre todas las mejores posiciones personales en el enjambre $G_i = [g_1, g_2, \dots, g_N]$, a la cual se denomina *mejor posición global*. Cada iteración t del algoritmo, cada componente j de la velocidad y la posición de cada partícula i se actualiza conforme a:

$$v_{ij}^{t+1} = \omega * v_{ij}^t + C_1 * rand() * (p_{ij}^t - x_{ij}^t) + C_2 * rand() * (g_j^t - x_{ij}^t) \quad (17)$$

$$x_{ij}^{t+1} = x_{ij}^t + v_{ij}^{t+1} \quad (18)$$

donde ω es el parámetro de inercia, C_1 es el parámetro cognitivo, C_2 es el parámetro social y $rand()$ es una función que retorna un número aleatorio en el intervalo $[0, 1]$ [6].

Para este trabajo, la función objetivo fue adaptada al método de sumas ponderadas, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$F(x) = a_1 * F_1(x) + a_2 * F_2(x) + a_3 * F_3(x) \quad (19)$$

Los coeficientes a_1 , a_2 y a_3 de (19) son los pesos las funciones objetivos en el algoritmo de optimización, los cuales pueden ser ajustados para evitar la predominancia de una función sobre las demás.

4. RESULTADOS

La metodología propuesta fue aplicada a los SEP IEEE de 14 barras y *New England* de 39 barras. Para este sistema, la metodología de ajuste consideró dos compensadores instalados en el sistema, controlando la tensión de las barras de carga 13 y 14, conectados en las barras 15 y 16 respectivamente, las cuales son barras adicionales que corresponden a los transformadores de acoplamiento mediante las que cada CER está conectado al sistema.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

Tabla I. Condiciones operativas consideradas en las simulaciones para el SEP IEEE14.

Escenarios	Descripción
1	Caso Base
2	Generador 2 fuera de servicio
3	LT 6-13 desconectada
4	LT 6-13 y LT 9-10 desconectadas
5	LT 6-13 y LT 9-14 desconectadas
6	Compensador Síncrono 3 fuera de servicio
7	Compensadores Síncronos 3 y 8 fuera de servicio
8	Todos los Compensadores Síncronos fuera de servicio

El PSO, basado en el método de sumas ponderadas, fue ejecutado cinco veces en un *software* de programación científica, para cada variación de los coeficientes mostrados en la ecuación (19). En la Tabla II se muestran los diferentes valores considerados para los coeficientes, el mejor resultado obtenido, y el tiempo que duró cada ejecución del algoritmo.

Tabla II. Resultados numéricos obtenidos por el PSO para el SEP IEEE14.

a_1	a_2	a_3	V_{ref1} [pu]	Q_{min1} [MVar]	Q_{max1} [MVar]	V_{ref2} [pu]	Q_{min2} [MVar]	Q_{max2} [MVar]	F_1 [MVar]	F_2 [pu]	F_3 [MW]	Tiempo [s]
1	1	1	1,037	-10,21	34,62	1,012	-24,73	61,22	132,82	0,0079	13,74	64,11
1,2	1	1	1,009	-67,27	1,40	1,040	-41,87	11,84	124,43	0,0119	14,48	58,67
1,6	1	1	1,007	-64,63	16,79	1,028	-24,91	74,57	182,93	0,0101	14,58	58,65
2	1	1	1,026	-10,55	26,73	1,016	-35,01	72,66	147,00	0,0085	13,71	61,89
1	1,2	1	1,015	-1,99	80,81	1,010	-12,96	0,77	98,55	0,0076	13,69	58,63
1	1,6	1	0,982	-18,79	40,11	1,000	-24,89	22,88	108,66	0,0061	14,15	60,77
1	2	1	1,015	-18,10	24,18	1,011	-26,05	15,16	85,52	0,0077	13,94	58,56
1	1	1,2	1,019	-39,78	26,57	1,014	-84,83	10,98	164,19	0,0081	14,15	59,36
1	1	1,6	1,034	-4,24	51,93	0,994	-3,13	36,28	97,61	0,0101	13,50	59,66
1	1	2	1,009	-11,77	56,65	1,029	-55,50	13,77	139,73	0,0105	13,58	60,61

En la Tabla III se observan las tensiones más críticas del SEP IEEE14 cuando los CER no están instalados, estas son las que más desvíos de tensión presentan en los escenarios simulados.

Tabla III. Tensión en las barras 12, 13 y 14 del SEP IEEE14, sin los CER instalados.

Bus	Caso Base [pu]	Escenario 2 [pu]	Escenario 3 [pu]	Escenario 4 [pu]	Escenario 5 [pu]	Escenario 6 [pu]	Escenario 7 [pu]	Escenario 8 [pu]
12	1,055	1,055	1,033	1,035	0,977	1,055	1,053	0,996
13	1,050	1,050	0,998	1,002	0,875	1,050	1,047	0,991
14	1,036	1,033	1,008	1,013	0,821	1,034	1,021	0,976

En la Tabla IV se observan las tensiones de las mismas barras esta vez con los CER instalados en las barras 13 y 14, puede notarse que los valores de las tensiones son corregidos por los CER que fueron ajustados por la metodología propuesta.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

Tabla IV. Tensión en las barras 12, 13 y 14 del SEP IEEE14, con CER instalados en el sistema.

Bus	Caso Base [pu]	Escenario 2 [pu]	Escenario 3 [pu]	Escenario 4 [pu]	Escenario 5 [pu]	Escenario 6 [pu]	Escenario 7 [pu]	Escenario 8 [pu]
12	1,049	1,049	1,052	1,052	1,060	1,049	1,049	1,035
13	1,039	1,039	1,034	1,034	1,032	1,039	1,039	1,034
14	1,014	1,013	1,013	1,014	1,011	1,013	1,012	1,012

La Figura 1 muestra las variaciones dinámicas de tensión de las barras 12, 13 y 14, resultantes de la desconexión de las líneas 6-13 y 9-14. En la figura (a) se observa que la perturbación lleva a una operación del SEP con un perfil de deteriorado, sin embargo, con los CER instalados y ajustados por la metodología presentada (b) se observa que esas tensiones son rápidamente restablecidas a valores próximos a los obtenidos antes del disturbio.

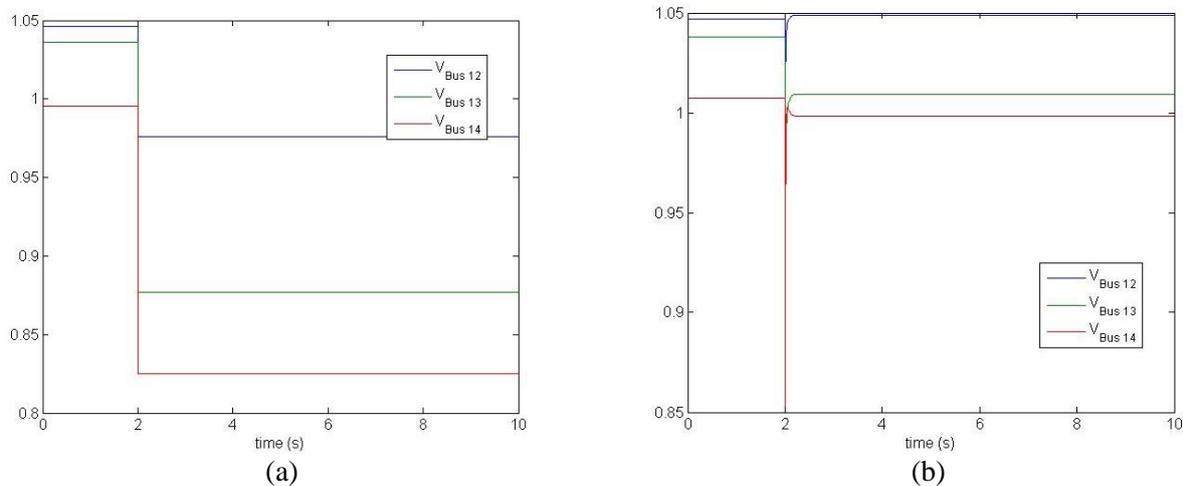


Figura 1. Tensiones en las barras 12, 13 y 14 del SEP IEEE14 en régimen dinámico con la salida de las LT 6-13 y LT 9-14. a) Sin CER. b) Con CER.

La prueba del algoritmo en el sistema de 39 barras se realizó considerando los escenarios mostrados en la Tabla V.

Tabla V. Condiciones operativas consideradas en las simulaciones para el SEP NEWENG.

Escenarios	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	Disminución en 10% de la potencia activa
6	Aumento en 20% de la potencia activa
7	Aumento en 30% de la potencia activa

En este caso los resultados obtenidos mediante el algoritmo de optimización son los que se muestran en la Tabla VI.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018
Tabla VI. Resultados numéricos obtenidos por el PSO para el SEP NEWENG.

a_1	a_2	a_3	V_{ref1} [pu]	Q_{min1} [MVar]	Q_{max1} [MVar]	V_{ref2} [pu]	Q_{min2} [MVar]	Q_{max2} [MVar]	V_{ref3} [pu]	Q_{min3} [MVar]	Q_{max3} [MVar]	Tiempo [s]
1	1	1	0,987	-365,26	193,28	0,990	-224,14	448,72	1,004	-337,57	252,23	121,39
1,2	1	1	0,982	-836,52	64,32	1,021	-21,40	184,87	0,985	-73,52	420,84	123,61
1,6	1	1	0,983	-201,13	402,30	0,987	-171,45	330,42	0,987	-206,94	168,81	124,17
2	1	1	0,987	-523,68	452,06	0,953	-79,56	168,61	1,012	-126,98	82,28	119,47
1	1,2	1	0,964	-183,00	184,94	0,985	-229,99	102,14	0,993	-575,43	68,80	123,06
1	1,6	1	0,990	-425,22	260,23	0,968	-310,82	160,71	0,951	-25,44	202,60	124,48
1	2	1	0,960	-59,51	11,34	0,989	-33,13	176,37	1,046	-356,64	317,96	120,92
1	1	1,2	0,986	-174,43	290,97	0,987	-139,70	298,08	1,008	-191,46	601,88	120,23
1	1	1,6	0,972	-114,41	527,24	1,021	-71,58	0,14	1,050	-932,03	212,94	120,25
1	1	2	0,985	-77,19	64,68	1,015	-607,13	610,43	1,028	-85,52	222,82	122,76

En la Tabla VII se observan las tensiones más críticas del SEP NEWENG cuando los CER no están instalados, estas son las que más desvíos de tensión presentan en los escenarios simulados.

Tabla VII. Tensión de las barras 3 al 8 del SEP NEWENG, sin CER instalado.

Bus	Caso Base [pu]	Escenario 2 [pu]	Escenario 3 [pu]	Escenario 4 [pu]	Escenario 5 [pu]	Escenario 6 [pu]	Escenario 7 [pu]
3	1,030	0,987	1,019	1,025	1,028	1,007	0,317
4	1,004	0,971	0,995	0,990	1,003	0,954	0,056
5	1,005	0,972	0,999	0,987	1,005	0,943	0,073
6	1,007	0,990	1,002	0,989	1,007	0,944	0,159
7	0,997	0,974	0,990	0,979	0,997	0,934	0,087
8	0,996	0,971	0,989	0,978	0,996	0,935	0,170

En la Tabla VIII se observan las tensiones de las mismas barras, esta vez con los CER controlando las tensiones en las barras 4, 16 y 18, puede notarse que los valores de las tensiones son corregidos por los CER que fueron ajustados por la metodología propuesta.

Tabla VIII. Tensión de las barras 3 al 8 del SEP NEWENG, con CER en el sistema.

Bus	Caso Base [pu]	Escenario 2 [pu]	Escenario 3 [pu]	Escenario 4 [pu]	Escenario 5 [pu]	Escenario 6 [pu]	Escenario 7 [pu]
3	1,033	1,010	1,027	1,031	1,031	1,022	0,986
4	1,004	0,990	1,000	0,996	1,003	0,976	0,910
5	1,005	0,987	1,002	0,991	1,006	0,958	0,857
6	1,007	0,998	1,005	0,993	1,008	0,958	0,853
7	0,997	0,984	0,994	0,982	0,998	0,948	0,845
8	0,996	0,982	0,993	0,981	0,997	0,948	0,848

En la figura 2.a se muestra la respuesta en régimen dinámico del SEP, cuando no están instalados los CER y las LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23 son desconectadas. En la figura 2.b se observa la respuesta del sistema ante el mismo escenario, pero con los CER controlando la tensión en las barras 4, 16 y 18.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

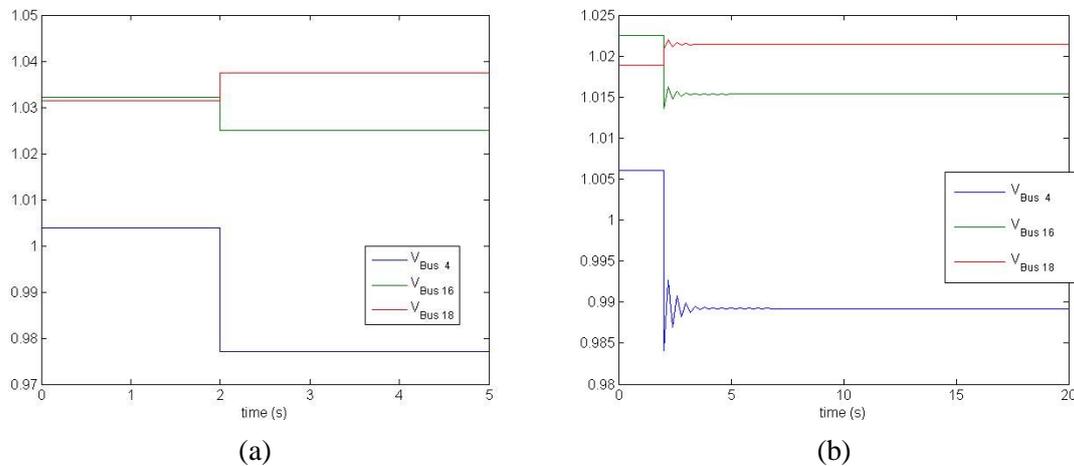


Figura 2. Tensiones en las barras 4, 16 y 18 del SEP NEWENG en régimen dinámico para las LT 2-3, 5-6, 10-11 y 22-23 desconectadas. a) Sin CER. b) Con CER.

5. CONCLUSIONES

Con la metodología propuesta se logra encontrar de manera satisfactoria valores para ajustar los parámetros de un conjunto de CER instalados en un SEP, de manera a mejorar su desempeño minimizando los desvíos de tensión, las pérdidas de potencia activa, así como la inversión financiera para la adquisición de los CER.

Una ventaja que presenta esta metodología con respecto a trabajos anteriores [5], es la posibilidad de controlar la tensión de manera remota, especialmente teniendo en cuenta que esta es una práctica usual en subestaciones, debido a restricciones de espacio.

Resulta notable la reducción del tiempo de ejecución del programa, en comparación con otros trabajos semejantes [5], esto debido en gran medida a la simplicidad para la implementación del PSO.

Otro aspecto positivo del presente trabajo es el desempeño que se logra en el SEP al utilizar los CER recomendados por el algoritmo cuando ocurren contingencias. Se puede notar que el nivel de tensión durante las contingencias se mantienen próximos a valores pre-disturbios o dentro de niveles pre-establecidos, durante la etapa de planificación para la operación de SEP. De esta manera, la metodología desarrollada representa una excelente herramienta para el dimensionamiento y ajuste de CER en régimen permanente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] D. P. Kothari y I. J. Nagrath, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tercera Edición, España: McGraw-Hill, 2008.
- [2] R. Farmer, *Power System Dynamics and Stability*, Arizona State University, 2011.
- [3] M. Eremia, C. Liu, y A. Edris, *Advanced Solutions in Power Systems - HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, John Wiley and Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2016.
- [4] Wikipedia, *Optimización por enjambre de partículas*. Disponible en línea en: https://es.wikipedia.org/wiki/Optimizaci%C3%B3n_por_enjambre_de_part%C3%ADculas. Accedido el 22/07/2018.
- [5] E. R. Chaparro and M. L. Sosa, "Coordinated tuning of a set of Static Var Compensators using Evolutionary Algorithms," 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, 2011, pp. 1-6.
- [6] J. Lima Molinari, "Optimización de Enjambre de Partículas Aplicada al Problema del Cajero Viajante Bi-Objetivo," Facultad Politécnica, Universidad Nacional de Asunción, 2007, pp. 66-67.