

Reducción de pérdidas técnicas de energía empleando compensación. GAMS y algoritmos genéticos

Universidad Carlos III de Madrid
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Madrid, España

Jorge Luis Angarita Márquez

Óscar Ferrero Ferreras

Resumen. La compensación de potencia reactiva es una de las opciones más empleadas en la reducción de pérdidas técnicas en redes de distribución. En este documento se analiza la relevancia de algunos parámetros en el proceso de compensación: Se estudia la importancia del modelo de carga, las pérdidas de transformación y la estrategia de minimización de pérdidas de energía frente a potencia. La compensación se ha planteado como un problema de minimización del costo operativo de red y se ha resuelto empleando GAMS. Para verificar la calidad de la solución se ha implementado también una estrategia que emplea algoritmos genéticos en Matlab.

Palabras claves: Compensación de potencia reactiva, GAMS, Algoritmos genéticos, pérdidas en transformadores.

1 Introducción

La compensación de potencia reactiva es una más de las diversas estrategias empleadas en la optimización de las redes de distribución. La mayoría de las estrategias de optimización de redes de distribución se basan en la reducción de pérdidas [1][2][3], aunque algunas se basan en la mejora de la confiabilidad [5]. La compensación de potencia reactiva tiene como objetivo “generar” dicha potencia cerca de las cargas a fin de reducir las corrientes en la red y consecuentemente las pérdidas.

El problema de la minimización de pérdidas empleando compensación ha sido planteado y resuelto con muy diversos enfoques.

En [1] se usan técnicas heurísticas para la localización y el dimensionamiento de los condensadores a utilizar. En esta referencia se tiene como objetivo la minimización de pérdidas de energía considerando la carga como potencia constante, y restricciones en los límites de tensión.

Algunos autores consideran realizar operaciones en los bancos de compensación a fin de ajustarlos con el nivel de carga, este es el caso de [13]. Se generan en esta referencia escenarios de carga que discriminan la hora del día y la estación de año.

En [14] se emplea un método iterativo en el que primero se identifican los nodos a compensar y luego, el tamaño de los condensadores en dichos nodos. En este proceso se considera, un único escenario de carga

(la máxima), la carga como potencia constante, no hay restricciones y la función objetivo son las pérdidas de potencia.

Como se puede ver ninguna de las referencias consultadas presenta un planteamiento que tenga la suficiente flexibilidad para considerar todos los elementos que entran en consideración en este proceso. A continuación se hace un planteamiento más general del problema y en apartados siguientes se discute la relevancia de todos los parámetros considerados.

2 Planteamiento del problema

Las variables de decisión en el problema de compensación de potencia reactiva, son los nudos donde se ubicaran los bancos de condensadores y cual es el valor adecuado de dichos bancos. Lo más adecuado de acuerdo con equipos disponibles comercialmente, es tratar el valor de los condensadores como una variable discreta.

En la función objetivo aquí planteada se consideran las pérdidas en los transformadores de media-baja tensión. Se modelan las pérdidas en el núcleo del transformador proporcionales al cuadrado de la tensión y las pérdidas en el cobre como proporcionales al cuadrado de la corriente de demanda.

La demanda se ha representado como un modelo cuadrático respecto a la tensión. Este modelo es una generalización de un modelo de corriente, impedancia o potencia constante.

A continuación se presenta la formulación matemática del problema.

$$CO = \sum_{i=1}^{\text{escenarios}} t_i * \left\{ \sum_{j=1}^{\text{nudos}} [Pcu_{i,j} + Pfe_{i,j}] + \sum_{j=1}^{\text{lineas}} [I_{i,j}]^2 * r_j \right\} + CC$$

$$Pcu_{i,j} = Pcu_{0,j} * |In_{i,j}|^2$$

$$Pfe_{i,j} = Pfe_{0,j} * |V_{i,j}|^2$$

$$|In_{i,j}| = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + (Q_{i,j} - C_j |V_{i,j}|)^2}}{|V_{i,j}|}$$

$$V_{i+1,j}^2 = V_{i,j}^2 - 2(r_i P_{i,j} + x_i Q_{i,j})$$

$$|I_{i,j}| = \left| \sum_{j=1}^{nudos} I_{n,j} \right| \quad \forall j \text{ aguas abajo}$$

$$CC = \sum_{j=1}^{nudos} [a + bC_j + cC_j^2 + dC_j^3] \times C_j$$

sujeto a

$$|S_{subestación}| \leq |S_{max \ subestación}|$$

$$|I_{i,j}| \leq |I_{j \ max}| \quad \forall I_{i,j}$$

$$|V_{min}| \leq |V_{i,j}| \leq |V_{max}| \quad \forall V_{i,j}$$

$$P_{i,j} = \left(K_1 + K_2 * \left| \frac{V_{i,j}}{V_0} \right| + K_3 * \left| \frac{V_{i,j}}{V_0} \right|^2 \right) * P_{0,j} * f_{i,j}$$

$$Q_{i,j} = \left(K_1 + K_2 * \left| \frac{V_{i,j}}{V_0} \right| + K_3 * \left| \frac{V_{i,j}}{V_0} \right|^2 \right) * Q_{0,j} * f_{i,j}$$

$$K_1 + K_2 + K_3 = 1$$

donde

CO	costo de operación del sistema
$P_{cu,i,j}$	pérdidas en el cobre
$P_{cu,o,j}$	pérdidas de corto circuito
$P_{fe,i,j}$	pérdidas en el hierro
$P_{fe,o,j}$	pérdidas de vacío
$i_{j,j}$	escenario de carga i -esimo, nudo j -esimo
t_i	duración del escenario i -esimo
$I_{i,j}$	corriente de línea
$I_{n,j}$	corriente de carga en el nodo en pu
r_j	resistencia de la línea j
CC	costo de los equipos de compensación
C_j	potencia nominal del banco de condensadores
$V_{i,j}$	tensión nodal en el nudo i , en pu
$V_{i+1,j}$	tensión nodal en el nudo $i+1$, en pu
$P_{i,j}$	demanda de potencia activa nodal
$Q_{i,j}$	demanda de potencia reactiva nodal
$S_{0,j}$	demanda nominal del transformador
$f_{i,j}$	factor de carga nodal

Los símbolos en cursiva representan cantidades fasoriales.

CO corresponde al coste de operación del sistema el cual se desea minimizar. El coste de operación está compuesto por las pérdidas de energía (en transformadores y líneas) y el costo de compensación. Las pérdidas del transformador se dividen en pérdidas del hierro y pérdidas de cobre.

El costo de compensación se ha modelado a través de una función cúbica tal que represente la disminución del costo unitario de los condensadores cuanto más grandes son estos. En la literatura se encuentran

diversas funciones de costo. En [15] se dan algunas referencias de precios que se describen en la Tabla 1.

Q nominal [kVAr]	C instalación [CAN]	C capital [CAN]	C total anual [CAN]	C total anual [CAN/kVAr]	Aproximación polinomial [CAN/kVAr]
900	8000	7145	648.2	0.72023	0.72018
1800	8000	11125	818.6	0.45475	0.45470
5400	8000	14275	953.4	0.17655	0.17649
7200	8000	18450	1132.1	0.15723	0.15717

Tabla 1. Costos de diferentes condensadores

El costo anual se ha calculado considerando una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 7 %. Empleando los costos anuales unitario se ha calculado la función que se muestra a continuación y su representación grafica en la Ilustración 1.

$$C_{unitario} = [1.1141 - 5.1831e - 4C_j + 9.4733e - 8C_j^2 - 5.7229e - 12C_j^3]$$

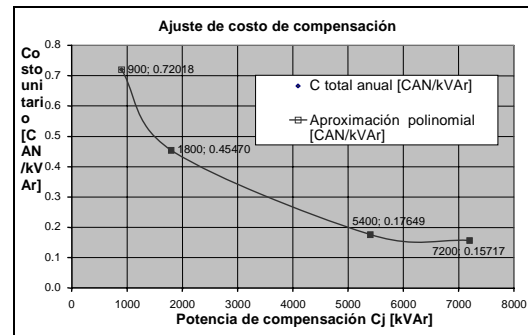


Ilustración 1. Costo unitario de compensación

A partir de esta función se han recalculado los costos unitarios y se muestran en la última columna de la Tabla 1, siendo muy cercanos.

Se han incluido las restricciones de capacidad de subestación, límite térmico de las líneas y límites admisibles de tensión. De estas restricciones, se espera que sean restricciones activas las relacionadas con la tensión.

La demanda se ha modelado como dependiente del escenario de carga y de la tensión: la relación con el escenario está definida a través del factor de carga nodal y la demanda es una función cuadrática de la tensión. Esta definición permite representar cualquiera de los clásicos modelos de carga: potencia constante ($K_1=1, K_2=0, K_3=0$), corriente constante ($K_1=0, K_2=1, K_3=0$), impedancia constante ($K_1=0, K_2=0, K_3=1$).

3 Implementación en GAMS y algoritmos genéticos

La formulación previamente dada se implementó en GAMS y se desarrollo una rutina en MATLAB teniendo como estrategia de optimización los algoritmos genéticos.

GAMS

GAMS es una herramienta genérica de optimización que se emplea para el desarrollo de muy diversos tipos de modelos. Presenta entre otras múltiples ventajas, la facilidad para expresar un gran conjunto de funciones a través de una única sentencia.

ALGORITMOS GENÉTICOS

Los algoritmos genéticos (AG), al igual que el enfriamiento simulado (*simulated annealing* en terminología anglosajona) y las redes neuronales, hacen parte de las estrategias naturales de optimización[6][7][8][9].

Los algoritmos genéticos emulan el comportamiento de los seres en vivos en su proceso de evolución [10][11][12].

En la naturaleza los individuos se disputan el derecho a la reproducción, a través de un proceso de competencia de habilidades. Los individuos más aptos se reproducen generando una prole que tiene su material genético y por ende sus características de desempeño. Eventualmente ocurre una mutación en los descendientes, esto no se entiende en términos evolutivos como un error sino como un ensayo brusco dentro del proceso, a fin de evitar estancamiento en la generación de genes deseables.

En la implementación aquí presentada, los individuos representan una alternativa de compensación del sistema. Lo apto de un individuo corresponde con lo mínimo que sea su CO. El proceso se detiene cuando pasado un cierto número de generaciones no se obtiene un individuo de mejor desempeño que sus predecesores.

El tamaño de la población es constante en todo el proceso (100 individuos). Se ha implementado un algoritmo genético "elitista" donde solo generan descendencia los individuos mejor adaptados (el 20 % mejor adaptado se procrea). La tasa de mutación es fija y tiene un valor del 40 %. El proceso se detiene después de 200 generaciones consecutivas sin mejoras en la especie.

4 Resultados obtenidos y análisis de las consideraciones

A continuación se validan algunas de las consideraciones hechas y se analiza la importancia de los parámetros incluidos en el modelo previamente presentado.

CONFIABILIDAD DEL MODELO ELÉCTRICO PLANTEADO EN GAMS

GAMS es una herramienta genérica de optimización y por ende no contempla el empleo de números complejos. Es necesario entonces, plantear las ecuaciones en términos escalares que estimen de forma

suficientemente aproximada el cumplimiento de las leyes de Kirchoff en corriente alterna.

A fin de verificar la precisión de las variables calculadas (tensión nodal y pérdidas totales) se ha empleado el sistema mostrado en [17]. Se han evaluado flujos de carga empleando PSS/E 29 y estos resultados se han contrastado contra los obtenidos en GAMS. Se simuló en sistema en consideración, suponiendo la carga tanto como potencia, corriente e impedancia constante y estando compensado o no. Los resultados completos se muestran en [18] y en la Tabla 2 se muestra un resumen de los resultados.

	sin compensar			compensando
	Scte	I cte	Zcte	Scte
Error % max en tensión	0.317	0.260	-0.120	0.179
Error % max en pérdidas totales	-0.357	0.142	0.427	-0.314

Tabla 2. Errores máximos porcentuales de tensión y pérdidas

Como se puede ver los resultados son bastante buenos lo cual valida el uso de las ecuaciones presentadas. Esto es un logro importante pues supone el modelado adecuado de un sistema de potencia en una herramienta de modelos escalares y permite desde luego implementar muchos problemas similares.

ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LAS SOLUCIONES ENCONTRADAS

Siempre que se tiene un problema de optimización complejo, como el aquí presentado, difícilmente se puede garantizar encontrar la solución óptima global. Por ende, es conveniente saber cuan cerca se está de la solución óptima y si es razonable hacer mayor esfuerzo computacional por hallar mejores soluciones. Con este objetivo se ha desarrollado una estrategia alternativa de optimización empleando AG los cuales tiene parámetros ajustables, tal que se puede tener mayor probabilidad de encontrar el óptimo global.

Para verificar estas ideas se ha simulado el sistema presentado en [19]. Las pérdidas del sistema sin compensar son 157 kW, lo cual supone un costo de operación de 26 376. La solución dada por GAMS supone unas pérdidas de 90,4 kW, y un costo de operación de 15 654,3. La solución mínima encontrada empleando algoritmos genéticos presenta unas pérdidas de 88 kW y un costo operativo de 15 212,37. Así pues, GAMS presenta una reducción de costes del orden del 40,65 % mientras que con AG se obtiene un 42,32 %. Se puede ver por lo tanto que la solución dada por GAMS es cercana al óptimo global.

MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS O DE COSTES

Es común ver planteado el problema de compensación como un problema de minimización de pérdidas y no de costos operativos. Esto supone desde luego un error conceptual. Sin embargo, dado que el costo de los condensadores es un costo fijo básicamente y el ahorro

de pérdidas es un válido en toda la vida útil del equipo. Por ende se puede pensar que el plantear el problema de compensación como un problema de minimización de pérdidas no es desacertado. A continuación se analiza dicha consideración.

Para analizar el comportamiento del CO contra el valor de pérdidas se empleará la rutina de AG. La Ilustración 2 muestra el CO de las opciones evaluadas dentro del proceso de solución de los AG.

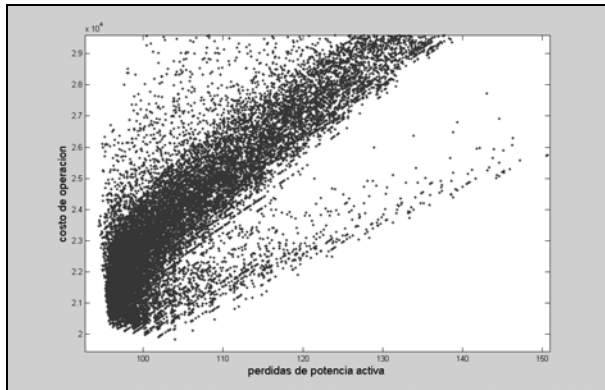


Ilustración 2. Superficie de búsqueda

Como se puede notar, los valores mínimos de costo están cercanos a los valores mínimos de pérdidas. Para comprobarlo ver Ilustración 3.

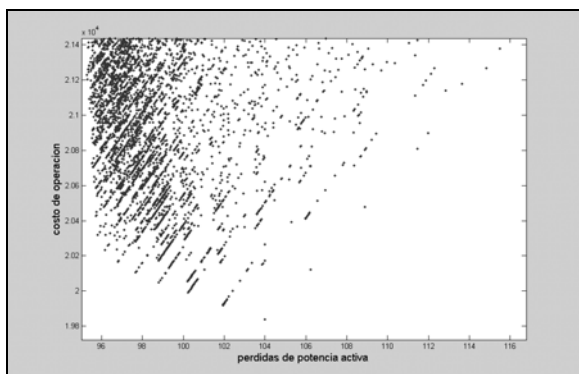


Ilustración 3. Área del mínimo global

Esto permite intuir que los resultados obtenidos de un algoritmo de minimización de pérdidas, no son significativamente distintos de los obtenidos de un algoritmo de minimización de coste. Para verificar esta hipótesis se ha resuelto el problema planteado en GAMS teniendo como objetivo la minimización de pérdidas y posteriormente la minimización de costes. Los resultados se muestran en la Tabla 3.

	Pérdidas totales	Coste de pérdidas	Coste de compensación	Coste de operación
minimizando costo operativo	126,99	21334,32	475,74	21810,01
minimizando pérdidas totales	126,22	21205,63	766,11	21971,00

Tabla 3. Minimización de pérdidas y de costes

Como era de esperar la minimizar usando como criterio el CO se obtiene un costo de explotación menor al obtenido teniendo como criterio la minimización de pérdidas. Pero, como se había previsto la diferencia en CO entre los dos algoritmos es muy pequeña.

MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA FRENTE A MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Clásicamente la minimización de pérdidas de potencia mediante compensación se ha resuelto considerando un único escenario de potencia. Algunos autores, sin embargo han planteado la necesidad (no solo la conveniencia) de plantear el problema como una minimización de pérdidas de energía en un horizonte temporal dado (día, año, etc.).

No tomar en consideración todos los escenarios en conjunto tiene dos inconvenientes posibles: se pueden presentar sobretensiones en el sistema y no lograr el óptimo global.

Análisis de sobretensiones

Para apreciar los posibles problemas se ha tomado el sistema presentado en [18]. Se han considerado dos escenarios de carga ($f_c=0,9$ y $0,3$). Se ha realizado la compensación tanto para cuando se considera la restricción de tensión como para cuando no se considera. Los resultados se presentan en la Ilustración 4.

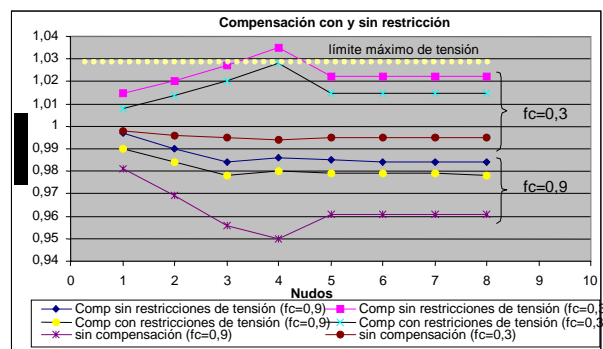


Ilustración 4. Tensiones en el sistema después de compensar

Se tiene entonces tres situaciones (cada una con dos escenarios de carga), sistema sin compensar, sistema compensado sin restricciones y sistema compensado con restricciones. Desde luego en los tres casos las tensiones para $f_c=0,3$ son las más altas. También es lógico que los perfiles de tensión mejoran al realizarse la compensación.

Si se hiciera la compensación sin atender los límites de tensión se observa que la tensión en el nudo 4 para $f_c=0,3$ sobrepasa el límite establecido.

Esto implica que si no se atienden los límites de tensión en el proceso de compensación o solo se considera en el proceso el escenario de máxima carga se pueden presentar sobretensiones en las horas de valle.

Análisis de óptimo (con un solo escenario de carga)

Algunos autores toman como objetivo minimizar las pérdidas para un escenario de potencia teniendo como restricción no violar los límites de tensión en los escenarios restantes. Esto hace viable (en términos de la tensión máxima) la solución hallada pero, no garantiza el óptimo. En la Tabla 4 se han simulado, en el caso de la referencia [19], dichas situaciones.

solución hallada a partir del escenario de	reducción de pérdidas totales
Carga máxima	310410,00
Carga mínima	287221,85
Todos los escenarios	259491,35

Tabla 4. Inconvenientes de compensación por potencia

Como era de esperar atender a un único escenario no garantiza el óptimo global. Cabe aclarar que en este caso la consideración conduce a errores muy significativos.

IMPORTANCIA DEL MODELO DE CARGA

En una red real difícilmente se tiene seguridad sobre cual es el modelo real de la carga en dicho sistema. Se desea en este apartado determinar como se puede estimar la compensación de potencia frente a dicha incertidumbre.

Se ha obtenido la compensación óptima de potencia para el sistema de la referencia [17], considerando los tres posibles modelos de carga. En la Tabla 5 se muestra la reducción de pérdidas si la compensación se hace considerando un modelo de carga dado, y esta solución se valora mediante flujos de carga suponiendo la carga en otros modelos. Por ejemplo, el valor de la columna 2 y fila 3 indica que las pérdidas sería de 120,5 kW si la carga del sistema es Scte y para el proceso de cálculo de la compensación se hubiera supuesto como corriente constante.

Para compensar la carga se modeló como	Pérdidas del sistema compensado			Pérdidas esperadas
	Scte	lcte	Zcte	
Carga Scte	130,3	130,9	132,5	119,69
Carga lcte	120,5	119,3	120	118,28
Carga Zcte	113	110,3	110,4	118,95

Tabla 5. Pérdidas para diferentes modelos de carga

El modelo matemático desarrollado permite encontrar la compensación óptima para cualquier modelo de carga como se puede apreciar de la formulación del modelo.

A pesar de esto el problema subsiste pues no se tiene seguridad de cual es el modelo real de la red.

Para resolver esta situación se plantea la siguiente estrategia. Si se le asigna una probabilidad a cada modelo de carga, es posible, obtener unas “pérdidas esperadas”, de acuerdo como la siguiente expresión.

$$\bar{P}_j = \sum_i p_i \times P_{i,j} \quad \forall i$$

donde

\bar{P}_j son las pérdidas esperadas si se compensa empleando los resultados donde el cálculo se realizó con un modelo de carga tipo j.

p_i es la probabilidad de que la carga del sistema corresponda con un modelo i.

$P_{i,j}$ pérdidas del sistema si se emplea la compensación para una carga tipo j y la carga en realidad es tipo i.

A modo de ejemplo se ha supuesto que los modelos de carga tienen las siguientes probabilidades: 0,3 para potencia constante, 0,2 para corriente constante y 0,5 para impedancia constante. Las pérdidas esperadas serían entonces, las que se muestran en la última columna de la Tabla 5. Por lo tanto, en este caso debería emplearse la compensación obtenida por el modelo de corriente constante.

Es de anotar sin embargo, que la reducción porcentual de las pérdidas no es significativa para los tres tipos de compensación propuestos.

La determinación de un posible modelo de carga se puede plantear como en [20].

PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES

A continuación se analiza el comportamiento de las pérdidas de potencia en los transformadores para diferentes modelos de carga. Se han empleado los datos de media tensión presentados en [17] y los datos de los transformadores supuestos se presentan en [18].

Modelo de carga		Pérdidas de potencia			
		Pcu	Pfe	T trafo	T sistema
Modelo Scte	Iniciales	661,93	101,75	763,68	3389,16
	Compensando	644,84	104,34	749,18	2580,70
Modelo lcte	Iniciales	605,87	102,10	707,97	3056,95
	Compensando	605,87	104,32	710,19	2408,98
Modelo Zcte	Iniciales	560,86	102,40	663,26	2792,68
	Compensando	571,03	104,30	675,33	2235,40

Tabla 6. Pérdidas en transformadores

Como se puede notar de la Tabla 6 la compensación no necesariamente reduce las pérdidas totales del transformador. Sin embargo, a pesar del aumento de pérdidas totales en los transformadores en algunos modelos, se siguen evidenciando resultados muy positivos en la reducción de las pérdidas totales del sistema.

5 Conclusiones

De acuerdo con las simulaciones realizadas se pueden presentar las siguientes conclusiones.

Para los sistemas simulados la compensación produce una reducción de pérdidas del orden del 40 %.

Se ha planteado un sistema escalar de ecuaciones que presenta muy buenos resultados para sistemas de distribución. Las ecuaciones de flujo de carga se hacen cumplir dentro de las restricciones del sistema, por lo tanto implementar nuevos problemas es sistemas de distribución basta con cambiar la función objetivo.

Para el problema de compensación la solución encontrada es muy cercana el óptimo global.

De acuerdo con los costos de compensación considerados el problema de minimización de pérdidas y el de minimización de operación dan resultados similares.

Es muy importante plantear el problema de compensación como un problema de minimización de energía y con restricciones de tensión en todo el horizonte temporal considerado.

El modelo de carga no es una variable altamente importante dentro del proceso de compensación.

El proceso de compensación no necesariamente reduce las pérdidas en los transformadores.

6 Bibliografía

- [1]. .R. J. Sarfi, M.M.A. Salama, A. Y. Chikani, "Practical Aspects of Performing a Distribution System Loss Reduction Study", CCECE/CCGEI95, pp 164-167.
- [2]. S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, S. S. H. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", IEEE Transactions on Power Delivery, Volume. 3, No 3, July 1988, pp. 1217-1223.
- [3]. Carrillo C. Gilberto, Perez Arriaga Ignacio, "Optimal reconfiguration of distribution networks for a diversity of regulatory frameworks" IEEE Power Tech, Jun 1995, pp. 784-793.
- [4]. M. Chis., M.M.A. Salama, "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies", IEEE Proc.-Gener. Transm. distrib., Vol. 144, N° 3, May 1997.
- [5]. J. Rivier Abad, "Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones", Tesis doctoral, UPCO, ICAI, Madrid 1999.
- [6]. S. Kirkpatrick et.al.: "Optimization by Simulated Annealing", Science, Vol.220, pp.671-680 (1983).
- [7]. Dai-Seub Choi, Chang-Suk Kim, Jun Hasegawa, "An Application of Genetic Algorithms to the Network Reconfiguration in Distribution for Loss Minimization and Load Balancing Problem", IEEE Catalogue No 95TH8130, pp. 376-381.
- [8]. Hoyong Kim, Yunseok Ko, Kyung-Hee Jung, "Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration For Loss Reduction in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No 3, May 1993, pp. 1356-1366.
- [9]. Richard P. Lippmann, "An Introduction to Computing with Neural Nets", IEEE ASSP Magazine, Vol 4. No. 2 April 1988, pp. 4-22.
- [10]. Raúl Sanchueza H., Idelfonso Harnisch V., Horacio Díaz R, Ramón Guirriman C., "Aplicación de Algoritmos genéticos al problema de Planificación de Sistemas Eléctricos de Distribución", IEEE ASDECOM 99/ 8-10 septiembre, Porlamar, Venezuela, pag. 347-353.
- [11]. Koichi Nara, Atsushi Shiose, Minoru Kitagawa, Toshihisa Ishihara "Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-Configuration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No 3, April 1992, pp. 1044-1051.
- [12]. Latorre G., Angarita J., Duarte J., Lopez A.; "Técnicas de optimización: Simulated Annealing y algoritmos genéticos", I Congreso Internacional de ingenierías eléctrica y electrónica/Bucaramanga, Santander.
- [13]. M.Ycho, Y.W.Chen, "Fixed/switched type shunt capacitor planning of distribution systems by considering customer load patterns and simplified feeder model", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, N° 6, November 1997
- [14]. M.H.Haque, "Capacitor placement in radial distribution systems for loss reduction", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 146, N° 5, September 1999
- [15]. S.Civanlar, J.J.Grainger, H.Yin, S.S.H.Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, N° 3, July 1988
- [16]. T.S.Abdel -Salam, A.Y.Chikhani, R.Hackam, "A new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load condition", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, N° 2, April 1994
- [17]. Mesut E. Baran, Felix F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, N° 2, April 1989
- [18]. Ferrero Ferreras Oscar, "Compensación de potencia reactiva para reducción de pérdidas de energía", Proyecto fin de carrera, Universidad Carlos III de Madrid 2004.
- [19]. S.F.Mekhmer, M.E. El-Hawary, S.A. Soliman, M.A.Moustafa, M.M.Mansour, "Reactive power compensation of radial distribution feeders: a new approach", IEEE 2002.
- [20]. Arango Carlos, Gaona Pilar, Angarita J., Latorre G., "reconfiguración de redes de distribución para la reducción de pérdidas técnicas de energía y su impacto en baja tensión" Proyecto de grado UIS, 2000.

7 Autores

Jorge Luis Angarita Márquez. Ingeniero Electricista y magíster de la Universidad Industrial de Santander en 1997 y 2000 respectivamente. Actualmente es profesor y estudiante de doctorado de la Universidad Carlos III de Madrid. jorgeluis.angarita@uc3m.es

Oscar Ferrero Ferras. Es estudiante de Ingeniería Industrial, especialidad Electricidad en la Universidad Carlos III de Madrid. Actualmente trabaja en el centro de operaciones de Red Eléctrica de España.